



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA

**PANORAMA E VANTAGENS DO USO DE
ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIO DE ÁGUAS
PROFUNDAS, EXEMPLO DA FM. CALUMBI,
CAMPO CIDADE DE ARACAJU, BACIA DE
SERGIPE-ALAGOAS (SE)**

Germán Meneses Hernández

Orientador: Prof. Dr. Felipe Torres Figueiredo

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Programa de Pós-Graduação em Geociências e Análise de Bacias

São Cristóvão-SE
2019

Germán Meneses Hernández

**PANORAMA E VANTAGENS DO USO DE ANÁLOGOS DE
RESERVATÓRIO DE ÁGUAS PROFUNDAS, EXEMPLO DA FM.
CALUMBI, CAMPO CIDADE DE ARACAJU, BACIA DE
SERGIPE-ALAGOAS (SE)**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geociências e Análise de Bacias da Universidade Federal de Sergipe, como requisito para obtenção do título de Mestre em Geociências.

Orientador: Dr. Felipe Torres Figueiredo

São Cristóvão-SE
2019

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE**

M543p Meneses Hernández, Germán
Panorama e vantagens do uso de análogos de reservatório de águas profundas, exemplo da Fm. Calumbi, Campo Cidade de Aracaju, Bacia de Sergipe-Alagoas/ Germán Meneses Hernández ; orientador Felipe Torres Figueiredo. – São Cristóvão, SE, 2019.
72 f. : il.

Dissertação (mestrado em Geociências e Análise de Bacias) – Universidade Federal de Sergipe, 2019.

1. Geociências. 2. Geologia estratigráfica. 3. Sedimentação e depósitos. 4. Bacias (Geologia) – Sergipe. 5. Região abissal. I. Figueiredo, Felipe Torres, orient. II. Título.

CDU 553.98(26.03)(813.7)

**PANORAMA E VANTAGENS DO USO DE ANÁLOGOS DE
RESERVATÓRIO DE ÁGUAS PROFUNDAS, EXEMPLO DA FM.
CALUMBI, CAMPO CIDADE DE ARACAJU, BACIA DE
SERGIPE-ALAGOAS (SE)**

por:

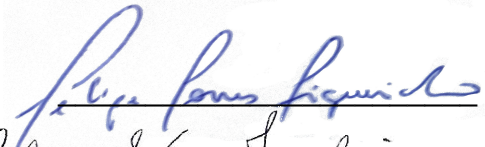
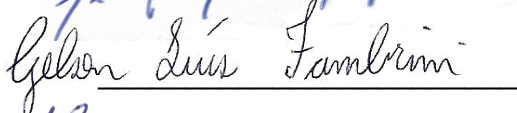

Germán Meneses Hernández
(Engenheiro de Reservatório, Universidad de Buenos Aires – 2011)

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Submetida em satisfação parcial dos requisitos ao grau de:

MESTRE EM GEOCIÊNCIAS

BANCA EXAMINADORA:

	Dr. Felipe Torres Figueiredo [Orientador – UFS]
	Dr. Gelson Fambrini [Membro Externo – UFPE]
	Dr. Alexandre Liparini [Membro Interno – PGAB/UFS]

Data Defesa: 30/01/2019

AGRADECIMENTOS

Agradecimentos aos meus pais Pablo Antonio Meneses e Lilia Maria Hernandez pelo amor e ensinamentos que me deram até hoje. À minha esposa e filho, Monica e Luciano por toda a ajuda, amor e paciência. Por sempre estar ao meu lado e pelo tempo roubado. Agradeço aos meus irmãos e meu sobrinho Santiago por acreditar em mim.

Ao meu orientador Dr. Felipe Torres Figueiredo pela dedicação, apoio e ajuda durante todo o trabalho. Aos meus amigos Antônio Garcia, Victor Hugo Simon e Luiz Henrique Vandelli pela excelência nos ensinamentos técnicos.

Ao FAPITEC/SE, pela concessão da bolsa e por possibilitar o desenvolvimento desse trabalho. Ao PROGEOLOGIA, por fornecer a licença do *software*, espaço e equipamentos para o desenvolvimento de todas as fases da preparação desse trabalho.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) pelo fornecimento dos dados utilizados para a execução do presente trabalho.

RESUMO

O estudo de afloramentos como análogos de reservatórios de hidrocarbonetos tem sido utilizado amplamente ao longo dos últimos 40 anos na indústria do petróleo por constituir uma poderosa ferramenta de aquisição de dados, melhorando assim a elaboração de modelos detalhados de reservatórios em sub-superfície. O estudo de afloramentos fornece valiosas informações, e permite avaliar de forma qualitativa e quantitativa dimensões e geometrias dos corpos sedimentares e descontinuidades laterais e verticais em escala sub-sísmica que são impossíveis de estabelecer em reservatórios de hidrocarbonetos em sub-superfície pela baixa resolução dos dados sísmicos e de poço. No Brasil mais de 80% de todo o petróleo é produzido a partir de depósitos marinhos de águas fundas, que constituem os mais abundantes reservatórios e por isso importantes alvos da indústria do petróleo. Os análogos têm se tornado importantes para o entendimento de reservatórios e pode auxiliar na construção de modelos geológicos com representações mais precisas. A presente contribuição teve como objetivos: 1) Ilustrar em detalhe o panorama geral da caracterização de afloramentos como análogos de reservatórios em sub superfície, discutindo a evolução e métodos de investigação, ferramentas utilizadas, tendências, evolução, referenciais teóricos e lacunas. 2) Determinar a localização (espaço e tempo geológico) do afloramento análogo ideal mais adequado com dados sísmicos e dados paleontológicos disponíveis para caracterização de um reservatório localizado na parte sul da bacia Sergipe Alagoas. 3) Caracterizar o afloramento detalhadamente com a utilização de espectrometria de raios gama portátil para estabelecer a possível correlação com dados de poços profundos perfurados em um campo produtor maduro. Os resultados mostraram que análogos de reservatórios procuram reduzir as incertezas, mas o sucesso no uso depende de fazer uma avaliação fundamentada e crítica dos problemas de escala e dos principais objetivos envolvidos. A maioria dos estudos discute o uso do possível candidato a afloramento análogo, mas não faz aplicação direta com a modelagem de reservatórios em sub-superfície. A tectônica não parece ser uma limitação ou critério de seleção para modelagem a partir de dados de afloramento. A combinação de análise de fácies e dados petrofísicos (raios gama) pode fornecer informações valiosas da espessura de camada, geometria, litologia e auxiliar no entendimento dos reservatórios em sub-superfície. A conexão entre o campo Cidade de Aracaju e o afloramento análogo sugere uma continuidade lateral do reservatório, que pode apresentar mudanças em suas propriedades a depender da espessura. Os resultados do afloramento, cuja continuidade foi interpretada a partir da sísmica sugere processos sedimentares característicos de plataforma marinha na região do *shoreface* e *offshore*. Este contexto contrasta com as interpretações da ANP para o Campo Cidade de Aracaju, que sugere um ambiente entre o talude e a planície abissal para a Formação Calumbi na área de estudo.

Palavras-chave: Análogos de reservatório; depósitos de águas profundas; gamaespectrometria; Formação Calumbi

ABSTRACT

The study of outcrops as hydrocarbon reservoir analogues has been widely used over the last 40 years in the petroleum industry for being a powerful tool for data acquisition, improving in this way the elaboration of detailed models of sub-surface reservoirs. The study of outcrops provides valuable information and allows qualitative and quantitative assessment of sedimentary bodies dimensions and geometries in sub-seismic scale in lateral and vertical discontinuities that are impossible to establish in sub-surface hydrocarbon reservoirs due to the low resolution of the seismic data and well petrophysics. In Brazil more than 80% of all oil is produced from deep water marine deposits, which are the most abundant reservoirs and therefore important targets of the oil industry. The analogues have become important for the understanding of reservoirs and can help in the construction of geological models with more precise representations. The aim of the present contribution was: 1) Illustrate in detail the general outline of the characterization of outcrops as subsurface reservoir analogues, discussing the evolution and research methods, tools used, trends, evolution, theoretical references and gaps. 2) Determine the location (space and geological time) of the ideal outcrop with seismic data and paleontological data available to characterize a reservoir located in the southern part of the Sergipe Alagoas basin. 3) Characterize the outcrop in detail with the use of portable gamma ray spectrometry to establish the possible correlation with data from deep wells drilled in a mature producing field. The results showed that reservoir analogues try to reduce uncertainties, but success in using them depends on a deep evaluation and critical assessment of the scale problems and key objectives involved. Most of the studies discuss the use of the possible candidate for analogous outcropping, but do not apply directly to the sub-surface reservoir modeling. Tectonics does not appear to be a limitation or selection criterion for modeling from outcrop data. The combination of facies analysis and petrophysical data (gamma rays) can provide valuable information on layer thickness, geometry, lithology and assist in understanding subsurface reservoirs. The connection between the oil field Cidade de Aracaju and the analogous outcrop suggests a lateral continuity of the reservoir, which may show changes in its properties depending on the thickness. The results of the outcropping, whose continuity was interpreted from seismic, suggests sedimentary processes characteristic of the marine platform in the shoreface and offshore region. This context contrasts with the interpretations of the ANP for the oil field Cidade de Aracaju, which suggests an environment between the slope and the abyssal plain for the Calumbi Formation in the study area.

Keywords: Reservoir analogues; deep water deposits; gamma spectrometry; Calumbi Formation.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO.....	12
Apresentação:.....	12
Objetivos.....	15
Localização da área.....	15
Métodos de trabalho.....	16
Bibliografia.....	18
CAPÍTULO II – ARTIGO I – SUBMETIDO PARA REVISTA GEOLOGIA-USP:	20
CAPÍTULO III – ARTIGO II, EM PREPARAÇÃO.....	44
CAPÍTULO IV.....	65
CONCLUSÃO.....	65
ANEXO I.....	67
Normas de submissão da revista Geologia USP.....	67
ANEXO II.....	72
Comprovante de submissão do artigo.....	72
ANEXO III.....	73
Coordenadas dos afloramentos estudados.....	73

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1. Localização dos afloramentos da Formação Calumbi e do Campo cidade de Aracaju.....	16
---	----

CAPÍTULO II – ARTIGO I

Figura 1. Distribuição de 356 artigos de afloramentos siliciclásticos analisados entre 2005 e 2015, potencialmente relevantes como análogos de reservatório (linha vermelha). Total de 5952 artigos pesquisados pelas palavras-chave: análogo, reservatório afloramento (barras azuis).....	25
Figura 2. Distribuição de publicações por paleoambiente entre 2005 e 2015..	25
Figura 3. Tipos de trabalho de análogos de acordo com o contexto de aplicação.....	26
Figura 4. Distribuição de afloramentos análogos de águas profundas ao longo do tempo geológico.....	27

CAPÍTULO II – ARTIGO II

Figura 1. Localização dos afloramentos da Formação Calumbi e do Campo cidade de Aracaju.....	46
Figura 2. Carta estratigráfica da Sub-bacia de Sergipe (adaptado de Mendes 1994; Feijó 1994a e Carvalho 2001; apud Souza-Lima et al. 2002).....	48
Figura 3. (A) A avaliação e caracterização da resposta sísmica (impedância, coeficientes de reflexão e padrão de resposta do sismograma sintético) dos arenitos da Formação Calumbi com dados de perfis Sônico e Densidade do poço CA 02 que tem um intervalo de 1006 metros de espessura da Formação Calumbi. (B) Linha sísmica 2D número 0057-0062 no intervalo de interesse de 0-1100 milisegundos TWT que corresponde aos arenitos de Formação Calumbi, linha vermelha corresponde ao dado do perfil gama e linha verde ao perfil de Densidade (direção reversa para melhor visualização) do poço CA 01, no eixo do poço (linha branca) se pode observar a correlação da resposta do sismograma sintético e da sísmica, as setas amarelas indicam as respostas mais expressivas dos arenitos na linha sísmica.....	51
Figura 4. Interpretação e correlação de dados sísmicos entre o campo Cidade de Aracaju e o afloramento M-17 da região de Nossa Senhora do Socorro.	52
Figura 5. Mapa de pontos identificados de ocorrência do intervalo Campaniano inferior ao superior da Formação Calumbi.....	52
Figura 6a. (1) Aspecto geral do afloramento M-17, com destaque para posição onde foi levantada a seção; (2) Detalhe da seção levantada (intervalo C), onde foram identificadas fácies de pelitos maciços (pm) e pelitos laminados (pl), intercaladas de forma decimétrica com camadas de arenito; (3) Detalhe da seção levantada (intervalo D), destacando contato entre camada de arenito	

amarelado fino maciço na base e pelito cinza esverdeado no topo. Logo abaixo (canto direito inferior) detalhe de icnofósseis descritos na base do intervalo D da seção junto a fácies de arenito maciço, interpretados como gênero *Thalassinoides* nodulares 54

Figura 6b. (A) Detalhe e interpretação das facies na base do intervalo D da seção. Nota-se da base para o topo transição entre arenitos maciços (Am) com geometria tabular de continuidade lateral, passando para o topo siltitos arenosos laminados (Sl) de forma sub-decimétrica, e para arenitos com ripples (Acr) e arenitos com laminação cruzada (Alc). (B) Detalhe do molde interno junto a fácies de arenito maciço de icnofóssil com preservação e preservam formas em “Y”. (C) Arenito siltoso com icnofósseis (?) (D) Detalhe do molde interno junto a fácies de arenito maciço de icnofóssil e condutos preservados de 0,2 até 0,5 cm de largura e continuidade de até 4 cm. (E) Detalhe da icnofacies *Thalassinoides* nodulares..... 54

Figura 7. Comparação entre perfil litoestratigráfico (esquerda) e gamaspectrométrico (direita) do afloramento M-17. Em baixo gráficos de correlação e dispersão de dados em concentrações (PPM) e contagens por minuto (cpm)..... 55

Figura 8. (A) Perfil litoestratigráfico e gamaspectrometria do afloramento M-17. (B) Perfil de raios gama do afloramento M-17 como pseudo-poço gerado no software PETREL, indicação de pontos de correlação com letras da “a” até a letra “g”. (C) Correlação com perfil de raios gama do afloramento M-17 (Linha preta) com os dados de raios gama (linha azul) do poço CA-04, diante a ferramenta *ghost curve* do software PETREL para correlação de perfis petrofísicos de poço. As letras indicam a coerência das respostas na correlação esperadas para cada litologia..... 56

Figura 9. (A) Integração e interpretação de dados do campo Cidade de Aracaju. Detalhe em profundidade 3D de isópacas do topo do reservatório: CA05-04 em estrutura monoclinal e identificação de falhas associadas. (B) Identificação topo do reservatório com atributo sísmico *RMS Amplitude (iterative)* e *Structural Smoothing*. (C) Bloco esquema de integração de dados e interpretação da área de estudo na profundidade da base da Fm. Calumbi. 57

Figura 10. Bloco diagrama modificado da reconstrução paleogeográfica e zonas paleobatimétricas da idade Santoniano – Campaniano da área de estudo de Koutsoukos (1989), indicando a orientação da barra offshore e a correlação entre o campo Cidade de Aracaju (poço: CA-04) e o afloramento M-17.58

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO II – ARTIGO I

Tabela 1. Distribuição de uso de análogos de acordo com o contexto tectônico.
.....27

Tabela 2. Distribuição das fontes de publicações dos anos 2005-2015 com base de dados na internet com produção científica relacionada ao tema de afloramentos análogos de reservatórios de águas profundas.....28

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

Apresentação:

Por muitos anos a indústria do petróleo tem se utilizado do conhecimento sobre geologia sedimentar de processos modernos para compreender os produtos do registro geológico antigo, a exemplo dos depósitos localizados em bacias sedimentares portadoras de petróleo (Reading 1996; Miall & Jones, 2003; Bridge, 2001; Taylor & Ritts, 2004). Esta prática combinada com estudos de sísmica tridimensional (Labourdette *et al.*, 2008) tem sido comum antes e durante a fase inicial de exploração de bacias sedimentares, podendo auxiliar na construção de modelos geológicos que permitam a interpretação geométrica do sistema deposicional, a fim de prever caminhos preferenciais de migração e armazenamento de óleo em sub-superfície. Contudo com o aumento da demanda pelo recurso e consequente incremento na velocidade de exploração e produção, a disponibilidade de óleo nos reservatórios tem diminuído, ou se concentrado em locais de suposta complexidade geológica (Sharp *et al.*, 2003; Quirck & Ruthrauff, 2006), o que motivou pesquisadores a partir da década de 1990 a desenvolver novas formas de visualizar alvos exploratórios portadores de complexidade em sub-superfície, como por exemplo, com o auxílio de afloramentos em superfície (e.g. Cowan, 1991; Hornung & Aigner, 2002; Taylor & Ritts, 2004; Howell *et al.* 2014).

A caracterização de reservatórios nos últimos anos tem focado em restringir cada vez mais as incertezas, e uma das formas de se conseguir isso é através da utilização de afloramentos de rocha como análogos de reservatório, uma vez que através deles é possível obter informações qualitativas e quantitativas. Tais informações correspondem a um nível espacial capaz de interpretar as distribuições geométricas e litológicas em áreas de uma bacia onde não existem informações de detalhe, ou seja, entre poços de perfuração. O estudo de análogos sugere que tal informação equivale em escala de afloramento aos limites entre superfícies hierárquicas de diferentes ordens, como por exemplo, limites entre fácies, entre limites de conjuntos de

fácies, entre elementos arquiteturais, todos abaixo da escala do sistema deposicional (Alexander, 1993; Grammer *et al.*, 2004). Assim cada nível hierárquico é comparável a heterogeneidades do reservatório que podem favorecer ou dificultar a passagem do fluxo vertical e /ou horizontal no espaço poroso de sistemas deposicionais siliciclásticos, isto é, naqueles em cujo fluxo de óleo / gás é transmitido através da porosidade primária da rocha. Sob este ponto de vista pode-se afirmar que os sistemas siliciclásticos são bastante complexos em função da heterogeneidade de superfícies limitantes e variedade faciológica.

No que diz respeito às tecnologias pode-se afirmar que os dados de sísmica de reflexão são determinantes no imageamento durante a etapa exploratória (*e.g.* Labourdette *et al.*, 2008). Enquanto que o uso de rochas em escala de afloramento tornou-se necessário para compreensão de escalas de trabalho abaixo da resolução sísmica e acima da escala de testemunhos de sondagem e da perfilagem geofísica, ambos amplamente empregados na descrição visual durante a perfuração de um poço. Com isso verificou-se que o uso de afloramentos preenchia uma lacuna de escalas que não satisfaziam somente a etapa de produção, isto é, quando há pouco conhecimento sobre a bacia, mas também a etapa de trabalho após a fase exploratória, o que na maioria das vezes, inviabilizava a exploração completa de hidrocarbonetos a partir de um poço por falta de conhecimento geológico da escala de trabalho adequada (*e.g.* Larue & Hovadik, 2006).

Como forma de suprir a lacuna de escala geológica pesquisadores da indústria se dedicaram à compreensão de produtos sedimentares em bacias expostas nos continentes, o que resultou no aumento significativo de modelos de fácies deposicionais sobre cada ambiente de sedimentação. Estes estudos de escala de afloramento visaram compreender as condições deposicionais de uma área de interesse exploratório, afim de utilizá-los como análogos das heterogeneidades de difícil reconhecimento na escala da sísmica e do perfil de poço, da geofísica e dos testemunhos de sondagem. Trabalhos dessa natureza tem sido realizados em diferentes contextos de bacias sedimentares, como bacias rifte, antepaís, (Bryant & Flint, 2009) e em diferentes tipos de ambientes sedimentares (Howell *et al.*, 2014). Contudo a aplicação do método por meio do uso de dados geológicos de análogos obtidos em afloramentos de contextos

deposicionais semelhantes, porém de contextos tectônicos distintos daqueles do campo em que se pretende prever, pode acarretar num análogo pouco adequado. Outra característica pouco discutida diz respeito a eficácia do uso de análogos durante a fase exploratória ou para aumento da produção (Ma & La Pointe, 2011).

Devido ao grande interesse econômico para o Brasil na exploração de hidrocarbonetos e no aprimoramento da recuperação dos campos atuais em produção, e principalmente de alguns recém-descobertos em águas profundas, como é o caso do campo gigante na Bacia de Sergipe-Alagoas, a análise do estado da arte de análogos de depósitos desta natureza, pode permitir a melhor compreensão das abordagens possíveis para aperfeiçoar modelos tridimensionais e caracterizar geologicamente heterogeneidades dentro de reservatórios. Mas para isto, é relevante tentar responder e debater algumas questões primeiro:

- Em que ponto estamos na utilização de afloramentos análogos de reservatórios de águas profundas?
- A utilização deste tipo de análogo está sendo feita de forma correta ?
- Qual é a eficácia do uso de análogos durante a fase exploratória ou para o aumento da produção?

Para auxiliar na obtenção de respostas a estes questionamentos os resultados desta dissertação foram organizados em dois artigos em preparação:

Artigo I - “PANORAMA DO USO DE AFLORAMENTOS DE ROCHA COMO ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIOS: VANTAGENS PARA OS AMBIENTES DE ÁGUAS PROFUNDAS”. Neste artigo são discutidos alguns dos questionamentos acima, e de forma crítica são analisadas as vantagens e de que forma o uso de análogos de afloramento tem impactado na indústria do petróleo, especificamente na caracterização dos reservatórios formados em águas profundas. Este artigo está localizado no **Capítulo II** deste volume, e foi submetido à revista Geologia-USP, série científica. As normas de submissão da revista estão no **Anexo I**.

Artigo II - “CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO CALUMBI NO CAMPO CIDADE DE ARACAJU (BACIA DE SERGIPE-ALGOAS)”. Neste artigo é discutida a aplicação do método de análogo de reservatório por meio de um estudo de caso real que confronta dados obtidos em uma seção aflorante da Formação Calumbi com perfis de poço em subsuperfície, a fim de delimitar um reservatório candidato para exploração. Este artigo está localizado no **Capítulo III** deste volume, e ainda está em preparação.

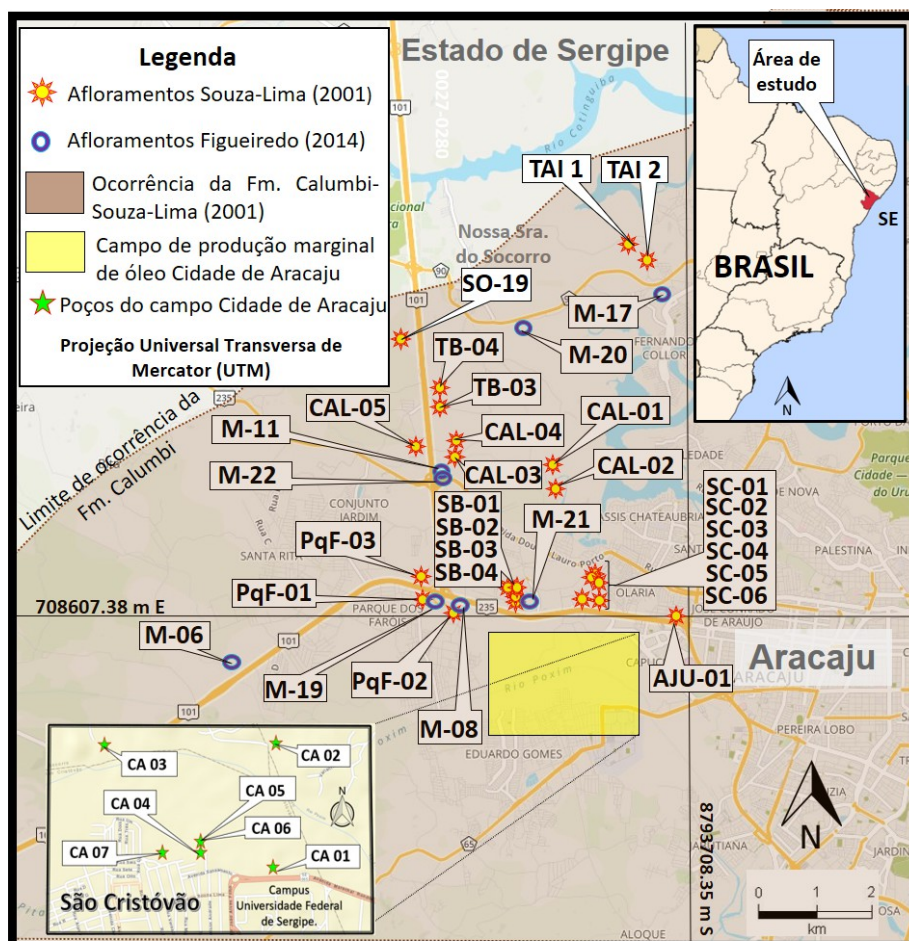
Objetivos

Os objetivos desta dissertação de mestrado foram:

- Dissertar de forma crítica sobre a forma de aplicação do uso de afloramentos de sistemas deposicionais de águas profundas como análogos de reservatório de óleo;
- Discutir a eficácia do uso de análogos para o aumento da curva de produção e para melhorar a exploração;
- Utilizar dados litológicos e geofísicos quantitativos de uma seção aflorante da Formação Calumbi, como forma de testar o potencial do análogo para identificação de um possível reservatório de um campo em subsuperfície;
- Confrontar dados da literatura e do estudo de caso para avaliar a capacidade da aplicação de análogos para previsão de reservatórios de águas profundas;

Localização da área

Esta dissertação de mestrado teve como área geográfica de estudo o Campo Cidade de Aracaju, localizado no município de São Cristóvão e a pedreira Serra Azul, localizada no município de Nossa Senhora do Socorro, ambos no estado de Sergipe (**Figura 1**).



Fonte: do autor e Mapquest.com

Figura 1. Localização dos afloramentos da Formação Calumbi e do Campo cidade de Aracaju.

Métodos de trabalho

A pesquisa está enquadrada na modalidade “estado da arte” ou “estado do conhecimento”. O método de pesquisa é uma revisão da literatura com uma abordagem qualitativa. Quanto à natureza da pesquisa é teórica com objetivo exploratório.

A pesquisa compreende o estudo entre os anos de 2005 e 2015, que leva em consideração o número de publicações e origens dos trabalhos acadêmicos e inclui formatos de artigo escritos em inglês para maior abrangência na identificação dos trabalhos relevantes. Para tanto foi realizado um mapeamento geral dos artigos em divulgação científica nos bancos de dados da *GeoScienceWorld* (GSW), *ELSEVIER*, *ResearchGate* e *Google Scholar* a partir de palavras-chave em inglês: *reservoir* (reservatório), *analogue* (análogo) e *outcrop* (afloramento) para verificar as ocorrências de trabalhos na área.

A revisão das bases de dados foi realizada entre 01 de março de 2017 e 08 de agosto de 2017, onde foram identificados estudos potencialmente relevantes com base no título e resumo (abstract), sendo excluídos os artigos que se encontravam em duplicado, enquanto que os estudos que preencheram aos critérios de elegibilidade foram lidos na íntegra e classificados por categorias. O critério de inclusão de estudos na pesquisa foram artigos escritos em inglês e publicados em uma revista com reconhecimento científico ou bases de dados científicas de maior abrangência internacional.

Bibliografía

Alexander, J. (1993). A discussion on the use of analogues for reservoir geology. In Ashton, M. (ed) *Advances in Reservoir Geology*. Geological Society of London Special publication, 69. 175-194

Bridge, J.S. (2001). Characterization of fluvial hydrocarbon reservoirs and aquifers: problems and solutions. *Asociación Argentina de Sedimentología* v.8 (2) 87-114.

Bryant, I.D., Flint, S.S. (2009). The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues (*Special Publication 15 of the IAS*) John Wiley & Sons,- Science - p. 1- 328 pages.

Cowan E.J. (1991). The large-scale architecture of the fluvial Westwater Canyon Member, Morrison Formation (Jurassic), San Juan Basin, New Mexico. A.D. Miall & N.Tyler (Eds.), *Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*, vol. 3, pp. 80–93.

Grammer, G.C., Harris, P.M., Eber, P.G. (2004). Integration of Outcrop and Modern Analogs in Reservoir Modeling: *AAPG Memoir 80*. Science – p. 1-394.

Hornung, J., Aigner, T. (2002). Reservoir architecture in a terminal alluvial plain: an outcrop analogue study (Upper Triassic, Southern Germany). *Sedimentology and Petrophysics. Journal of Petroleum Geology* 25 (1) 3-30.

Howell, J.A., Martinius, A.W., Good, T.R. (2014). The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. *Geological Society of London*. v. 387, p. 1-25, doi:10.1144/SP387.12

Labourdette, R., Casas, J., Imbert, P. (2008). 3D Sedimentary modelling of a Miocene Deltaic reservoir unit, Sincor Field, Venezuela: A new approach. *Journal of Petroleum Geology*, 31 (2), 135-152.

Larue, D.K., Hovadik, J. (2006). Connectivity of channelized reservoirs: a modelling approach. *Petroleum Geoscience*, 12, 291-308.

Ma, Y.Z., La Pointe, P.R. (2011). Uncertainty Analysis and Reservoir Modeling: Developing and Managing Assets in an Uncertain World, *AAPG Memoir 96*. - Science - p. 1- 314 pages.

Miall A.D., Jones B. (2003). Fluvial architecture of the Hawkesbury Sandstone (Triassic), near Sydney, Australia. *Journal of Sedimentary Research*, 73:531–545.

Quirck, D.G., Ruthrauff, R. (2006). Analysis of reserves discovered in petroleum exploration. *Journal of Petroleum Geology*, 29 (2), 125-146.

Reading H.G. (1996). *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*. 688 pp. 3rd Edition.

Sharp, J.M., Shi, M., Galloway, W.E. (2003). Environmental & Engineering Geoscience. Vol IX, 1, 5-17.

Taylor, A.W., Ritts, B.D. (2004). Mesoscale heterogeneity of fluvial-lacustrine reservoir analogues: examples from the eocene Green River and Colton formations, Uinta Basin, Utah, USA. *Journal of Petroleum Geology*, 27 (1) 3-26.

CAPÍTULO II – ARTIGO I – A SER SUBMETIDO PARA REVISTA GEOLOGIA-USP:

**Panorama do uso de afloramentos de rocha como análogos de reservatórios:
vantagens para os ambientes de águas profundas**

**Overview of using rock outcrops as analogues: advantages of using deep water
reservoir analogues**

Análogos de reservatório de águas profundas

German Meneses Hernandez¹; Felipe T. Figueiredo^{1,2}

¹Programa de Pós-Graduação em Geologia e Análise de Bacias (PGAB) – Universidade Federal de Sergipe, Brazil.

Av. Marechal Rondon s/n, Bairro: Jardim Rosa Elze, Complexo Laboratorial Multiusuário da UFS – Galpão das Geociências, São Cristóvão, SE, 49100-000, Brasil. (germanmeneher77@yahoo.com)

²Departamento de Geologia (DGEOL) - Universidade Federal de Sergipe, Brazil.

Av. Marechal Rondon s/n, Bairro: Jardim Rosa Elze, Complexo Multi-departamental, São Cristóvão, SE, 49100-000, Brasil (ftfigueiredo@gmail.com).

Abstract: Deep-water marine deposits constitute the most abundant sedimentary deposits and therefore important oil reservoirs in the world. However, the fact that they have a high cost for extraction and production motivated the industry to search for subsurface reservoir analogues in easily accessible rock outcrops. However, there are still uncertainties about the proper use of analogs and the way of using the data, especially the depositional context in which the analogues have been applied. The present contribution aims to illustrate in detail the general outline of the characterization of outcrops as subsurface reservoir analogues, discussing the evolution from the initial works until the year 2015, focusing on the discussion of research methods, tools, trends, evolution, theoretical references and gaps. The results showed that the greatest quantity of outcrops characterized have been in the context of active margin basins and are concentrated in the Paleogene period. The majority of studies (73%) have focused in discuss the use of the possible candidate for analogue, but do not apply directly to the modeling of sub-surface reservoirs (27%). Tectonics does not seem to be a limitation or selection criterion for modeling with outcrop data, since most of the studies use analogues with different contexts than the reservoir of interest (79%). It is interesting to note that 63% of the studies use known outcrops for reevaluation, which may indicate the uncertainty existing in previous works. Studies of analogues seek to reduce uncertainties, but success in using them depends on making a rigorously and critical assessment of the problems of scale and the main objectives involved.

Keywords: analogue; outcrop; reservoir; Deep-water; turbidite.

Resumo: Depósitos marinhos de águas fundas constituem os mais abundantes e por isso importantes reservatórios de petróleo do mundo. Entretanto o fato de terem alto custo para extração e produção motivou a indústria a buscar análogos de

reservatório de subsuperfície em afloramentos de rocha de fácil acesso. Contudo, ainda há incertezas sobre o uso correto e a forma de utilização dos dados, principalmente no que diz respeito ao contexto deposicional em que os análogos têm sido aplicados. A presente contribuição tem como objetivo ilustrar em detalhe o panorama geral da caracterização de afloramentos como análogos de reservatórios em sub superfície, discutindo a evolução desde os trabalhos iniciais até o ano de 2015, tendo como foco a discussão dos métodos de investigação, ferramentas, tendências, evolução, referenciais teóricos e lacunas. Os resultados mostraram que a maior quantidade de afloramentos caracterizados têm sido no contexto de bacias de margem ativa e estão concentrados no período Paleógeno. A maioria dos estudos (73 %) discute o uso do possível candidato a análogo, mas não faz aplicação direta com a modelagem de reservatórios em sub-superfície (27 %). A tectônica não parece ser uma limitação ou critério de seleção para modelagem a partir de dados de afloramento, visto que a maioria dos trabalhos utilizam análogos com contextos diferentes aos do reservatório de interesse (79%). É interessante notar que 63 % dos trabalhos fazem uso de afloramentos conhecidos para reavaliação, o que pode indicar a incerteza existente em trabalhos anteriores. Estudos de análogos procuram reduzir as incertezas, mas o sucesso no uso depende de fazer uma avaliação fundamentada e crítica dos problemas de escala e dos principais objetivos envolvidos.

Palavras-chave: Reservatório; Análogo; Afloramento; Águas profundas; Turbidito

INTRODUÇÃO

Afloramentos de rocha compreendem uma importante fonte de informação capaz de gerar representações mais precisas da subsuperfície do que seria possível pelo uso de técnicas convencionais da indústria do petróleo, como a modelagem de reservatórios em três dimensões (Howell *et al.*, 2014). A grande demanda desta indústria tem sido o aumento da recuperação de hidrocarbonetos de campos maduros. Em função da descoberta de novas formas de aumentar a recuperação durante a produção neste tipo de campo, tanto de óleo como de gás (*p.ex.* Mar do Norte-Norueguês e de Reino Unido, Campos-Brasil, Golfo de México-Estados unidos) houve um crescente interesse na caracterização dos reservatórios e no uso da modelagem quantitativa (Bryant & Flint, 1993). Parte deste progresso inclui o uso de afloramentos (Pringle *et al.*, 2006).

Há muitos anos a indústria do petróleo tem-se utilizado do conhecimento sobre os processos sedimentares em ambientes modernos para compreender os produtos no registro geológico (*p.ex.* *Mississippi canyon*, *La Jolla canyon*) (Normark, 1970; Covault, 2011). Os modelos conceituais empregados para determinar o ambiente deposicional das rochas reservatório são baseados principalmente em comparações com ambientes deposicionais e depósitos análogos recentes (Alexander, 1993). Os análogos têm se tornado importantes para o entendimento do reservatório na predição das mudanças laterais, na geometria e na distribuição de fácies, a fim de prever caminhos de migração e de armazenamento de óleo em sub-superfície. Essa técnica tem se tornado necessária para a compreensão de escalas abaixo da resolução sísmica e acima da escala de testemunhos de sondagem e da perfilagem geofísica. Com isso o uso de afloramentos preenche uma lacuna de escalas normalmente de fácil observação (Jones *et al.*, 2011).

Apesar do grande número de benefícios e vantagens, dados de afloramentos análogos tem grandes limitações e incertezas quando não são levados em conta

características da bacia, da deformação tectônica, do paleofluxo, da estratigrafia, da paleontologia, da cronoestratigrafia, e principalmente dos sistemas deposicionais e das litofácies (Grammer *et al.*, 2004). Sobre isto alguns autores sugerem o uso de afloramentos compatíveis com o ambiente deposicional de subsuperfície (Smith & Møller, 2003; Moraes *et al.*, 2004; Baas *et al.*, 2005; Bentley & Smith, 2008). Outros autores destacam a necessidade do uso não só de um afloramento formado no mesmo contexto paleoambiental, mas também representativo do mesmo ambiente geotectônico, para que possa servir como análogo de heterogeneidades do reservatório em questão (Alexander, 1993; Pickering & Corregidor, 2005; Homuth & Ingo, 2014; Vasconcellos *et al.*, 2015).

Um tipo de reservatório ao qual tem se dedicado grande esforço na compreensão de heterogeneidades é o de águas profundas, descrito genericamente como turbidito. Reservatórios desta natureza representam importantes fontes de hidrocarbonetos em muitas bacias ao redor do mundo e contêm mais de 78 bilhões de barris de petróleo, apesar de estimar-se ainda volumes significativos a serem encontrados (Aas *et al.*, 2014). No Brasil mais de 80% de todo o petróleo é produzido nesse contexto (Rodrigues de Ceia *et al.*, 2012). Devido ao grande interesse econômico para o Brasil na exploração de hidrocarbonetos e no aprimoramento da recuperação dos campos atuais em produção, a análise do estado da arte de depósitos de águas profundas como análogos pode permitir a melhor compreensão das abordagens possíveis para aperfeiçoar modelos 3D e caracterizar geologicamente heterogeneidades dos reservatórios no ambiente deposicional de águas profundas. Desta forma é de grande relevância determinar a eficácia do uso de análogos durante a fase exploratória ou para aumento da produção, tema ainda pouco discutido (Howell *et al.*, 2014; Chiarella *et al.*, 2017).

No sentido de mostrar o panorama atual e as vantagens do estudo de análogos de reservatórios de águas fundas, a presente contribuição teve como objetivo analisar de forma criteriosa trabalhos publicados sobre o tema, partindo de uma revisão histórica desde publicações dos anos 1960 e posteriormente concentrando-se na análise estatística de publicações entre os anos 2005 e 2015.

Histórico dos análogos de afloramento

O estudo detalhado de afloramentos como análogos de reservatório de óleo em subsuperfície iniciou-se na década de 1960. Zeito (1965) discutiu, pela primeira vez, através de dados estatísticos as mudanças entre ambientes deposicionais, ilustrando o uso de análogos na previsão das geometrias de barreiras contra o fluxo de óleo e de refletores dentro dos reservatórios. Posteriormente Glennie (1970) utilizou a distribuição de sedimentos eólicos modernos como análogos de reservatórios do Mar do Norte para prever heterogeneidades litológicas associadas a sistemas petrolíferos desta natureza. Weber (1987) avaliou a produtividade inicial de poços em reservatórios eólicos com base em um modelo geológico de depósitos eólicos do mesozóico do oeste dos EUA como análogo de um campo de gás em Leman no Reino Unido.

O início da modelagem estocástica 3D na década de 1980 e 1990 se deu com a modelagem estatística baseada em dados de afloramentos para a predição de geometrias de rochas que eram potencialmente reservatórios (p.ex. Fielding & Crane 1987; Haldorsen & Damsleth 1990; Holden *et al.* 1999). A modelagem direta de dados de afloramento permitiu avaliar questões específicas como a conexão de canais em três dimensões (Bryant & Flint, 1993; Georgsen *et al.* 1994; Khan *et al.* 1995). Isso propiciou a revolução no uso de afloramentos como análogos de

reservatórios petrolíferos, levando ao ressurgimento de interesse na geologia de campo e aumentou significativo da pesquisa por parte das grandes empresas de petróleo, uma vez que o banco de dados de afloramentos se tornou maior (Howell et al., 2014). Um exemplo disso foi a disponibilização de um banco de dados de arquitetura sedimentar de afloramentos análogos para análise de reservatórios do Mar do Norte, criado pelo governo norueguês (Dreyer et al., 1993) como forma de melhorar a caracterização de heterogeneidades mesoscópicas a serem incorporadas à modelagem de reservatórios. Atualmente, há mais de 1400 afloramentos registrados em todo o mundo e classificados por ambiente deposicional, configuração tectônica e ambiente paleoclimático (Shew *et al.*, 2007; ERGO, 2018; SAFARI, 2018). No Brasil, a visita ao site da CPRM permite acessar mais de 200 mil afloramentos virtuais.

A caracterização de reservatórios com dados de afloramentos análogos evidenciou a necessidade de integrar esse grande volume de dados em modelos realistas, mudando de uma idealização qualitativa para modelos com escalas e dados quantitativos. Este novo foco necessitou da conformação de novas associações multidisciplinares entre geoestatísticos, geofísicos, petrofísicos, geólogos, engenheiros de reservatório, matemáticos, engenheiros de sistemas, entre outros (Jia *et al.*, 2012).

A maior parte do crescimento na análise e técnicas de avaliação de afloramentos nos últimos anos tem sido uma resposta dos geólogos ao desenvolvimento de ferramentas de modelagem geológica 3D, cada dia mais sofisticadas (Howell *et al.*, 2014). Essa resposta gerou uma renovação e transformação na aquisição de dados de campo e na modelagem e visualização geoespacial, melhorando consideravelmente a qualidade e quantidade dos dados, a velocidade de aquisição, o custo e a versatilidade dos estudos de afloramento (Jackson *et al.*, 2013). Isto tem se devido em muito pelo uso de equipamentos portáteis de campo como *ground penetrating radar* (GPR), aparelhos de medição de raios gama, de porosidade, que passaram a integrar técnicas descritivas tradicionais para interpretação de heterogeneidades como análise de elementos arquiteturais (Miall & Tyller, 1991). É amplamente conhecido que alguns estudos tentaram identificar heterogeneidades em uma variedade de ambientes deposicionais, uma vez que, estas podem ter impacto enorme nos processos de migração, acumulação e fluxo de óleo, gás, ou água durante a produção de um reservatório (Bryant & Flint, 1993; Jackson *et al.*, 2013).

MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

O presente trabalho está enquadrado na modalidade “estado da arte” ou “estado do conhecimento”, configurando uma revisão teórica qualitativa da literatura para um período de 11 anos, entre 2005 e 2015, que leva em consideração o número de publicações e origens dos trabalhos acadêmicos, incluindo formatos de artigo escritos em inglês. Este período foi escolhido uma vez que muitos trabalhos desta natureza entre 1960 e os anos 2000 permanecem confidenciais dentro de empresas de petróleo (Howell et al., 2014). Como forma de conseguir maior representatividade e abrangência de publicações e origens dos trabalhos, foi considerado um período no qual foi estimada maior participação de universidades e institutos de pesquisa que não dependem da indústria.

Primeiramente, com o objetivo de verificar as ocorrências de trabalhos na área, buscou-se por artigos em divulgação científica nos bancos de dados da GeoScienceWorld (GSW), Elsevier, ResearchGate e Google Scholar a partir de

palavras-chave em inglês: reservoir (reservatório), analogue (análogo) e outcrop (afloramento). Em seguida foi feita uma leitura sistemática de abstracts (resumos) para separação dos artigos de interesse. Aqueles artigos em duplicata ou que tinham um objetivo principal diferente do uso da caracterização de afloramentos como análogos de reservatórios em sub superfície foram excluídos. Os estudos que preencheram aos critérios de elegibilidade e que tinham como objetivo a caracterização de afloramentos do paleoambiente de águas profundas foram lidos na íntegra e classificados por categorias. O critério de inclusão de estudos na pesquisa foram artigos escritos em inglês e publicados em uma revista com reconhecimento científico ou bases de dados científicas de maior abrangência internacional.

É importante destacar que existe uma ampla base de trabalhos qualitativos e quantitativos de caracterização de afloramentos em todos os continentes e tipos de ambientes deposicionais, que foram identificados com descrições e interpretações importantes. Entretanto em muitos desses trabalhos os autores não expressaram de forma direta ou indireta sua aplicação como afloramentos análogos de reservatórios em subsuperfície. Em função da complexidade que representava interpretar a intenção dos autores, não foram considerados na pesquisa os trabalhos que não expressaram de forma explícita que a caracterização do afloramento tinha como objetivo principal servir de análogo para a modelagem de reservatórios.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Estado da arte sobre análogos de reservatório em águas profundas

Em 11 anos de publicações foi possível identificar 356 trabalhos potencialmente relevantes como análogo, cerca de 6% de todos os artigos avaliados que atenderam aos critérios de elegibilidade para inclusão na pesquisa (Fig.1).

O panorama de artigos que discutem o uso de análogos, independente de ambiente, contexto tectônico, sofreu queda entre os dois primeiros anos da pesquisa, tendo de 2007 a 2012, mantido de maneira geral essa tendência sutil, a partir de quando volta a crescer até 2015. Contudo quando compara-se com o número de trabalhos de análogos para outras finalidades (energia geotérmica, água subterrânea, etc) fica evidente a tendência crescente de publicações desde o primeiro até o último ano da pesquisa.

Em termos de distribuição geográfica o país com maior número de afloramentos estudados são os Estados Unidos com 31 trabalhos distribuídos em 12 afloramentos. O maior número de estudos para o mesmo afloramento são: Tanqua Karoo - África do Sul com 19 trabalhos, Ainsa-Espanha com 17 trabalhos e Gres d'Annot - França com 10 trabalhos. No caso do Brasil o maior número de trabalhos de afloramentos tem foco na caracterização de reservatórios potencialmente análogos aos carbonatos do Pré-Sal com 19 trabalhos, dentre os quais se destacam aqueles publicados nas formações Morro Do Chaves (Menezes et al., 2015), Formação Coqueiro Seco (Takayama et al., 2009), do Cretáceo da Bacia Sergipe-Alagoas e Formação Salitre (Fernandes Jr et al., 2015) do Neoproterozoico do Cráton do São Francisco. Os trabalhos com dados de afloramentos do Brasil para caracterização de reservatórios de águas profundas não são muito comuns, destacando-se: a porção emersa da bacia de Almada, no sul do estado da Bahia, cujos afloramentos são análogos dos reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos (Rodrigues de Ceia et al., 2015). Sendo mais comum a correlação das bacias de águas fundas do Brasil com afloramentos como Gres d'Annot – França, Tanqua Karoo -

África do Sul e Brushy Canyon - Estados Unidos (Moraes et al., 2004, Sonibare & Mikes, 2010, Fugelli & Olsen 2005).

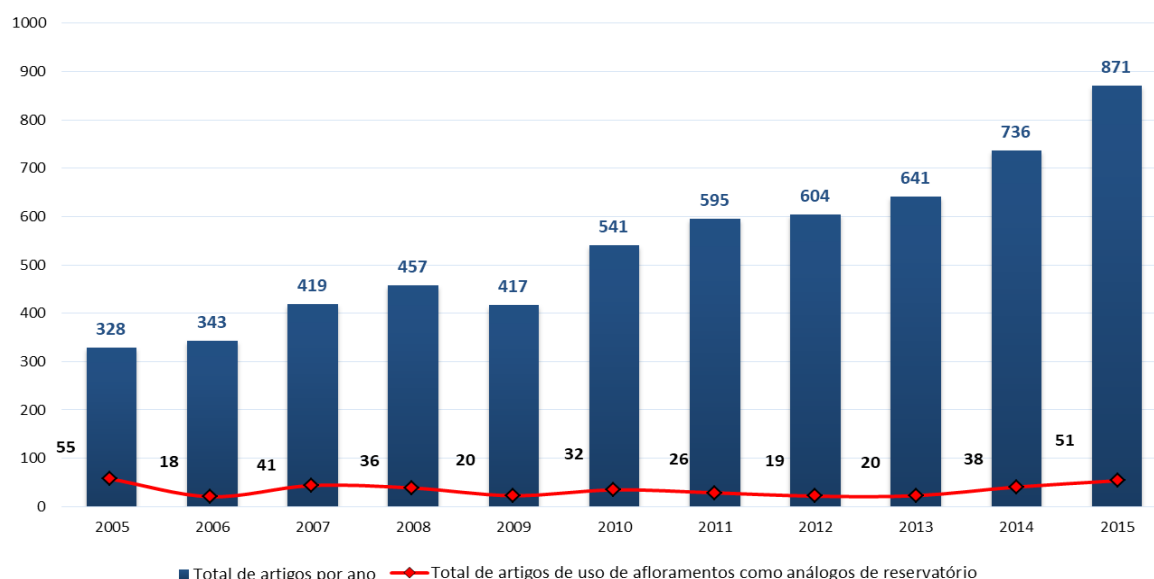


Figura 1. Distribuição de 356 artigos de afloramentos siliciclásticos analisados entre 2005 e 2015, potencialmente relevantes como análogos de reservatório (linha vermelha). Total de 5952 artigos pesquisados pelas palavras-chave: análogo, reservatório afloramento (barras azuis).

Quando são analisados os dados de afloramentos análogos de reservatórios em sub-superfície, os países que mais se destacam em número de publicações são Noruega e o Reino Unido, cujo enfoque são os reservatórios do Mar do Norte. Um segundo grupo constituído por França, Espanha, Alemanha e Canada se destacam por ter uma produção considerável que está concentrada em estudar os mesmos afloramentos (p.ex. Gres d'Annot, Ainsa, Ross e Isaac-Castle Creek). Um terceiro grupo de 15 países, do qual o Brasil faz parte detém o menor número de publicações e se destaca pela diversidade de afloramentos e aplicações na modelagem, como armazenamento de resíduos nucleares, aquíferos, energia geotérmica, tectônica, carbonatos, sísmica e fratura de rochas. Do ponto de vista do ambiente deposicional, 108 artigos são dedicados ao uso de afloramentos como análogos para interpretação de reservatórios de águas profundas, que perfazem junto com reservatórios fluviais, fluvio deltaicos e deltaicos os reservatórios mais comuns (**Fig. 2**).

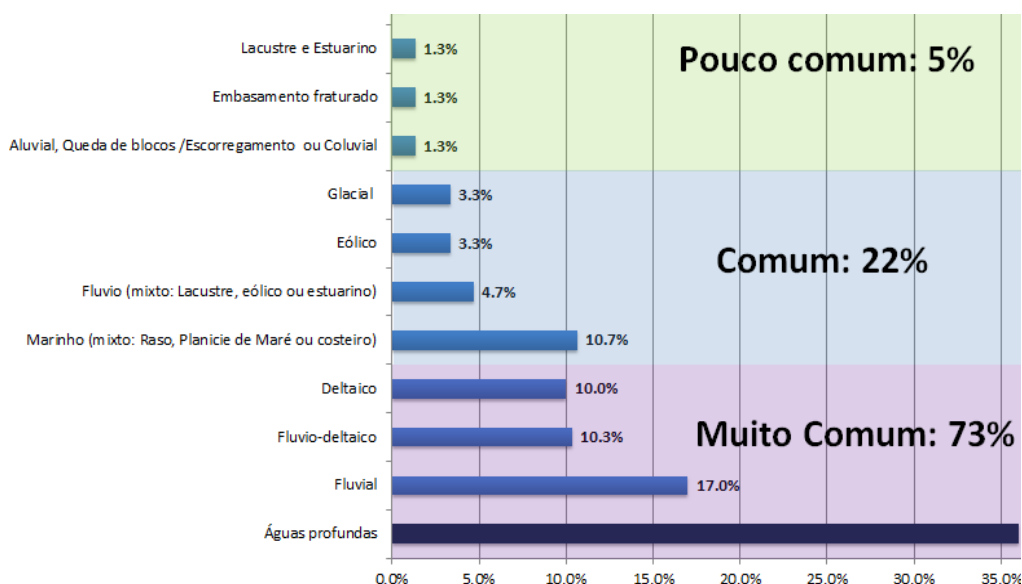


Figura 2. Distribuição de publicações por paleoambiente entre 2005 e 2015.

Dentro do contexto do uso de afloramentos para interpretação de reservatórios de águas profundas foram identificados dois tipos de trabalhos (**Fig. 3**).

O primeiro tipo envolve a caracterização geológica qualitativa e quantitativa de afloramentos sem aplicação direta em modelagem de reservatórios em sub-superfície (73%). Destes é interessante notar que apenas 38 % se dedicam ao estudo de novos afloramentos, como na Malásia, Indonésia, Paquistão, Nova Zelândia (Cibaj et al., 2007; Browne et al., 2008; Eschard et al., 2014; Farhana et al., 2015). Em compensação 62% dos trabalhos se dedicam a afloramentos já conhecidos na literatura, e que tem como objetivo adquirir novos dados, como é caso de Tanqua Karoo - África do Sul, Ross-Irlanda, Gres d'Annot e Peira Cava- França, Ainsa-Espanha, Brushy Canyon e The Panoche Giant – Estados Unidos (Ragagnin & Moraes, 2008; Sonibare & Mikes, 2010; Pyles et al., 2014; Simícek & Bábek, 2015; Deschamps et al., 2015; Hurst et al., 2015).

O segundo tipo de trabalho com afloramento envolve a caracterização geológica qualitativa e quantitativa para sua aplicação direta na modelagem de reservatórios em sub-superfície (27%). Estes, por sua vez, puderam ser subdivididos de acordo com o contexto tectônico de aplicação do afloramento análogo em dois tipos: (1) aplicação com mesmo contexto tectônico, e (2) aplicação em diferentes contextos tectônicos. A partir desta análise é possível notar que a maioria dos trabalhos (79%) não leva em conta o uso de um mesmo contexto tectônico entre a fonte de dados do afloramento análogo e do local de aplicação da modelagem do reservatório, o que só ocorre em 21% dos casos (**Fig. 3**).

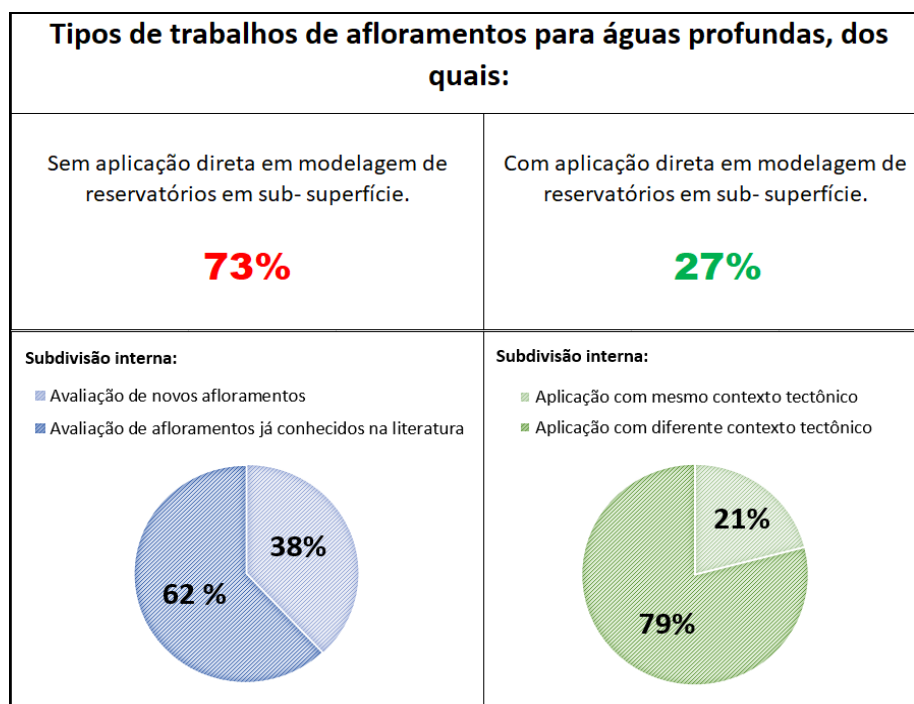


Figura 3. Tipos de trabalho de análogos de acordo com o contexto de aplicação.

De acordo com o contexto geotectônico a maior quantidade de afloramentos caracterizados foi no contexto de bacias tipo foreland ou de margem ativa com 93 afloramentos (70%), enquanto que as bacias de margem passiva representam apenas 30% dos afloramentos (**Tab.1**).

Do ponto de vista de distribuição temporal a maior parte das publicações de análogos de reservatório está concentrada no Paleógeno (31%), Permiano (20%), Cretáceo (17%) e Neógeno (14%) (**Fig. 4**).

Ano	Total de afloramentos avaliados	Tipo de bacia	
		Margem ativa	Margem passiva
2005	28	19	9
2006	8	8	0
2007	14	9	5
2008	17	13	4
2009	4	2	2
2010	8	6	2
2011	10	6	4
2012	11	8	3
2013	7	1	6
2014	7	5	2
2015	19	16	3
Total	133	93	40

Tabela 1. Distribuição de uso de análogos de acordo com o contexto tectônico.

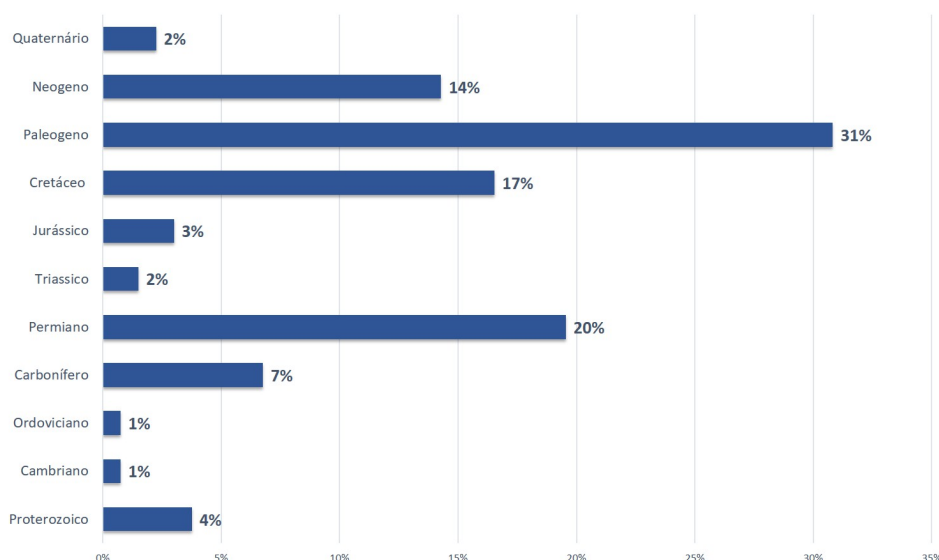


Figura 4. Distribuição de afloramentos análogos de águas profundas ao longo do tempo geológico.

De acordo com as principais fontes ou páginas da internet de órgãos do governo e páginas de empresas privadas com produção científica relacionada ao tema, nove concentram o maior número de trabalhos (**Tab.2**). Com relação à origem da fonte ou procedência do autor dos trabalhos foram identificados três tipos: acadêmicos (46%), acadêmico e industrial (28%) e industrial (26%). Os trabalhos de fonte industrial correspondem a empresas prestadoras de serviços e a empresas petrolíferas de grande porte. Apenas 28% dos trabalhos publicados pela academia foram gerados sem participação direta de empresas do setor petrolífero. Verificou-se que menos de 15% dos trabalhos avaliam e informam ao leitor de forma clara e ampla as incertezas geológicas (medições e interpretações) e suas consequentes limitações.

As 10 principais fontes de artigos de uso de afloramentos como análogos de reservatório de óleo em subsuperfície (2005-2015)		% de publicações
1	The Geological Society of London	17%
2	American Association of Petroleum Geologists (AAPG)	16%
3	earthdoc.org	10%
4	Elsevier	9%
5	Onepetro	6%
6	Researchgate	5%
7	SEPM Society for Sedimentary Geology	3%
8	harvard.edu	2%
9	Society of Exploration Geophysicists	2%
10	Outras fontes ***	31%

*** Artigos correspondentes a 127 fontes diferentes

Tabela 2. Distribuição das fontes de publicações dos anos 2005-2015 com base de dados na internet com produção científica relacionada ao tema de afloramentos análogos de reservatórios de águas profundas.

Evolução e revolução do uso de afloramentos

Em todos os continentes e tipos de ambientes deposicionais há ampla base de dados qualitativos e quantitativos de caracterização de afloramentos de rocha. Contudo, muitos trabalhos não expressam de forma direta ou indireta sua aplicação com foco no uso como análogos de reservatórios em subsuperfície, onde se estima que eles representem um total de 87% da produção científica relacionada ao tema.

Um fato que chama a atenção dentre os artigos que atenderam aos critérios de elegibilidade para inclusão na pesquisa, são as múltiplas aplicações que a caracterização geológica dos afloramentos apresenta. De todos 7% não tem aplicação direta na área de petróleo, como é caso dos trabalhos que tratam da eliminação de resíduos nucleares (Henry et al., 2007), energia geotérmica dentro da avaliação de aquíferos (Wenke, 2010, Homuth et al., 2011, Götz et al., 2012, Meier et al., 2013, Bertrand et al., 2014, Bayer et al., 2015). Nota-se crescente tendência da caracterização de afloramentos desde 2010 até 2015 para fins de geração de energia geotermal com grande parte da produção científica gerada, na Alemanha. Ainda dentro da linha de pesquisa de aquíferos destacam-se trabalhos sobre migração e dispersão de contaminantes e de caracterização de arquitetura sedimentar (Weissmann et al., 2015; Mazo D’Affonseca et al., 2014).

Outros eixos temáticos como as novas tecnologias e os trabalhos focados em modelos sintéticos sugerem uma mudança na capacidade de compreensão e de manuseio de dados. Em termos gerais as novas tecnologias têm vantagens em relação aos métodos geofísicos tradicionais, pois aumentam a resolução dos dados de afloramento, gerando maior número de dados geoespaciais, maior velocidade de aquisição e menor tempo de tratamento (baixo custo), versatilidade, coleta de dados de áreas inacessíveis, integração de dados de diferentes escalas e uma qualidade e quantidade de dados importantes. Apesar disso, destaca-se que os dados digitais ainda precisam da interpretação de pessoal treinado com conhecimento e experiência geológica. Todas as tecnologias disponíveis fornecem uma representação digital da geometria dos afloramentos que ainda está longe de ser um substituto para o trabalho de campo tradicional, e por consequência é um complemento da caracterização de campo (Jones et al., 2011; Hodgetts, 2013). As desvantagens mais significativas dos métodos digitais são o alto custo de aquisição dos equipamentos de campo, além das limitações dos requisitos adicionais de software e hardware necessários para processar grandes conjuntos de dados e requerer pessoal treinado no processamento (Jones et al., 2011).

Trabalhos com foco no uso de modelos sintéticos representam uma abordagem geoestatística utilizando dados arquitetônicos extraídos de afloramentos ou de análogos modernos, que exibem arquitetura sedimentar análoga ou comparável com a interpretação dos modelos em subsuperfície de reservatórios. Os modelos sintéticos procuram caracterizar as heterogeneidades, geometrias e caminhos de fluxo de fluidos o mais próximo possível da realidade (Hu et al., 2014; Howell et al. 2014, Pickel et al., 2015). No entanto, esses modelos apresentam uma dualidade, uma vez que sua maior virtude pode se tornar seu maior defeito. Por um lado, eles podem contribuir com a redução das incertezas, entender melhor as conectividades e a inter-relação entre os fluidos e a rocha, o que permite quantificar o impacto da arquitetura de fácies com relação as mudanças de permeabilidade, entre outras vantagens (Li & Caers, 2011, Alpak et al., 2011, Aas et al., 2014). Por outro lado, os modelos podem apresentar grandes limitações e incertezas caso o trabalho não seja feito de uma forma planejada, com um alto grau de detalhamento e com a ajuda de geólogos com conhecimentos e experiência avançada na interpretação. Sua alta dependência das interpretações de campo pode ser afetada por uma carência em coleta de dados geométricos, número de observações insuficientes, seleção do análogo incorreto, falta de continuidade lateral ou vertical dos afloramentos, utilização de pseudo dados petrofísicos (permeabilidade e

porosidade), um algoritmo de modelagem não adequado, o que pode impactar significativamente os resultados (Alexander, 1993; Alpak et al., 2011; Amy et al., 2013; Howell et al., 2014).

Em conjunto com a evolução tecnológica na aquisição de dados de afloramento e a modelagem 3D, os resultados sugerem um novo horizonte de variações e novas aplicações com base na maior capacidade de processamento e na integração de diferentes tipos de dados de superfície e subsuperfície. A caracterização de reservatórios siliciclásticos e carbonáticos deu passo a novas áreas de aplicação para os análogos de afloramento, alguns dos trabalhos mais notáveis tem como foco a evolução tectônica, de falhas e fraturas (Pless et al., 2015; Al-Kindi & Richard 2014; Awdal et al., 2013; Strijker et al., 2012 e Spence et al., 2011), a modelagem de resposta sísmica de afloramentos (Wood et al., 2015; Stright et al., 2014; Tetyukhina et al., 2011; Armitage & Stright 2010; Takayama et al., 2009 e Pringle et al., 2008), a caracterização de reservatórios não convencionais (Wuestefeld et al. 2014; Kukulski et al., 2013 e Vackiner et al., 2012).

A classificação dos trabalhos de acordo com o ambiente deposicional e sub-ambientes evidenciou o amplo alcance de publicações, desde ambientes continentais, de áreas transicionais até ambientes marinhos. A distribuição de 73% de trabalhos publicados em ambientes marinhos (deltas e águas fundas) ou fluviais sugere uma relação direta com o número de reservatórios com incertezas de exploração com esses contextos. Além disso, é possível inferir relação direta com a importância econômica, levando em conta que quase 60% dos reservatórios de petróleo e gás têm uma associação com rocha siliciclásticas (Viseras et al., 2015). Com isto, é razoável sugerir a relação entre a produção científica e o interesse econômico. Uma crescente maximização da recuperação dos campos existentes despertou um interesse renovado no entendimento e geração detalhada em modelagem 3D. Neste contexto, o estudo de afloramentos como análogos revelaram-se como uma ferramenta poderosa (Viseras et al., 2015).

Predição de arquitetura deposicional, vantagens e incertezas.

As heterogeneidades da rocha e a conectividade são atributos difíceis de caracterizar e modelar. Os dados de sub-superfície que podem ajudar a esclarecer e estabelecer melhores parâmetros na maioria das vezes são escassos, com grandes incertezas por causa dos poucos dados fornecidos por poços e por dados sísmicos que normalmente têm uma resolução muito baixa, ou interpretações geológicas que não tem uma escala adequada. A grande maioria das estruturas geológicas dada a sua própria natureza de extensão, tamanho e localização em sub-superfície tornam impossível a observação direta, o que gera problemas onde é necessária uma representação espacialmente explícita de tais estruturas (Bayer et al., 2015). Evidentemente as descrições e interpretações geológicas em grande parte dependem de análogos e comparações pelo fato de que o desenvolvimento de estruturas raramente pode ser observado diretamente (Alexander, 1993). Assim os dados de afloramentos têm sido usados como análogos para melhorar a compreensão dos reservatórios em sub-superfície (Rittersbacher et al., 2013). É evidente que o estudo detalhado de afloramentos fornece informação fundamental e melhora nosso entendimento e compreensão da arquitetura sedimentar dos sistemas deposicionais. Nota-se que ainda é uma tarefa difícil a coleta de dados quantitativos dos afloramentos apesar dos avanços tecnológicos (Bryant & Flint, 1993, Jones et al., 2011),

Um aspecto importante comum para geólogos e engenheiros é entender os mecanismos geológicos que determinam o controle do desempenho do fluxo de fluidos. Nessa perspectiva é importante saber interpretar o registro geológico dado que a arquitetura estratigráfica impacta a conectividade dos reservatórios (Flood & Hampson, 2015). Uma tendência crescente nos últimos 40 anos, foi a exploração e caracterização de afloramentos em locais onde a geologia é acessível para transferir as propriedades observadas para um local de estudo considerado geologicamente semelhante (Bayer et al., 2015).

Os análogos de afloramento ajudam na modelagem com a restrição de parâmetros geométricos e de distribuição de fácies para gerar modelos válidos e qualitativamente mais próximos da realidade. Os afloramentos representam frequentemente a melhor fonte disponível de informações sobre possíveis geometrias em escalas sub-sísmicas, e fornecem pelo menos uma ordem de magnitude de melhor resolução do que imagens geofísicas indiretas (Jones et al., 2011). Um fator em comum que os trabalhos de caracterização de afloramentos de ambiente de águas profundas e o ambiente fluvial têm certamente é o componente quantitativo, o qual atua como uma ponte entre os dados análogos e os reservatórios em sub-superfície.

Análogos de reservatório de águas profundas

A análise dos trabalhos de águas profundas levou em conta aspectos importantes como localização, contexto e aplicação. Os resultados sugerem um alto número de trabalhos de caracterização de afloramentos (73%). A grande maioria desses trabalhos é de aprofundamento de conhecimentos de afloramentos “clássicos” que são amplamente conhecidos e estudados em todo o mundo. Provavelmente este aprofundamento de conhecimentos e a relativa rara caracterização de novos afloramentos certamente se relaciona ao fato de que os afloramentos “clássicos” fornecem um amplo banco de dados (qualitativo e quantitativo), análise e interpretações. Dessa forma, eles podem contribuir com uma diminuição drástica de possíveis incertezas associadas com a interpretação dos dados. Outro fator, provavelmente, seja sua grande extensão geográfica e boas exposições, permitindo caracterizar em alguns casos desde o início do sistema, ainda na plataforma continental para ambientes mais profundos ou abissais, para o caso de depósitos de águas profundas. É neste ponto onde surgem as dúvidas que há muito tempo atrás Alexander (1993), Geehan (1993) e Dreyer (1993) apontaram: como saber se estamos usando o afloramento análogo certo? (Bryant et al., 2000).

É provável que uma resposta esteja em como têm sido aplicados os dados de afloramento. Os resultados sugerem que das publicações com aplicabilidade para caracterizar reservatórios em subsuperfície, 79% não correspondem ao mesmo contexto tectônico da bacia em que estão sendo aplicados (margem passiva-ativa ou margem ativa-passiva) (**Fig. 3**). Segundo Moraes (2004) e Pettingill (2002) os mais significativos volumes dos reservatórios associados com águas profundas (turbiditos) ocorrem em bacias de margem passiva, enquanto que a maioria dos afloramentos disponíveis ocorre em bacias de margem ativa (Moraes et al., 2004, Pettingill & Weimer, 2002). Publicações anteriores sobre modelos deposicionais permitem identificar grande variabilidade geométrica de elementos arquitetônicos e texturas de acordo com a disponibilidade de fontes próximas e distais em margens ativas e passivas, onde respectivamente, predominam escorregamentos de sedimentos grossos, e sistemas de canais submarinos bem desenvolvidos, ricos em areia (p. ex. Shamungan, 2000).

Para Moraes (2004) uma analogia baseada em similaridades, como o conteúdo de areia e tamanho do grão, associação de fácies, tipo de sistema (confinado ou não confinado), semelhança no ciclo estratigráfico, semelhança na espessura de camadas e elementos arquitetônicos servem como aspectos de comparação, e que não são

completos equivalentes do reservatório. Isso pode ser observado em outras publicações, em que a analogia é feita por meio de restrições para que possa ser aplicável, como geometrias e dimensões dos reservatórios, espessuras de camadas, associações de litofácies, elementos arquitetônicos e suas dimensões (Janocko et al., 2013; Collins et al., 2015; Jones et al., 2015; Schwab et al., 2015; Lynn et al., 2015).

Portanto é importante identificar corretamente as semelhanças e diferenças entre o análogo e o reservatório em sub-superfície que se pretende caracterizar. Um ponto de partida para selecionar o análogo correto é o entendimento dos dois sistemas (análogo-reservatório), suas configurações geológicas regionais, variações gerais e locais no estilo de deposição e características específicas dos dois sistemas, não sendo o contexto tectônico distinto uma característica que impeça sua aplicação. Não existem no mundo dois sistemas geológicos idênticos, e não existe um análogo perfeito. É preciso determinar e definir quais dos aspectos do sistema pretende-se entender para encontrar um ou mais análogos que permitam uma melhor compreensão do sistema (Howell et al., 2014). Os resultados da presente pesquisa sugerem que a maioria dos afloramentos de águas fundas estudados (47%) corresponde a depósitos sedimentares cenozoicos (Fig. 4), provavelmente como produto de orogenias como os Alpes, Cárpatos, Montanhas Atlas, Himalaias, Andes, entre outras. A intensa atividade tectônica e mudanças no perfil geográfico global ajudaram na geração de bacias sedimentares, que ficaram no registro geológico parcialmente expostas em alguns locais (Spencer, 1974; Dore et al., 1999). Sendo assim a necessidade do uso de análogos de afloramento de depósitos de margem ativa para interpretar reservatórios em margem passiva é inevitável.

Das vantagens mais comuns da aplicação destes análogos de afloramento para águas profundas destacam-se: 1) melhorar a compreensão da distribuição e qualidade do reservatório através da integração de dados e restrições sobre geometrias e dimensões prováveis com dados análogos; 2) a compreensão da provável arquitetura e espessura de camada do reservatório através da integração de dados; 3) os efeitos das barreiras estratigráficas na produção de óleo; 4) a identificação de superfícies de erosão que contribuem com a conectividade vertical (Collins et al., 2015; Jones et al., 2015; Schwab et al., 2015; Lynn et al., 2015). Outro aspecto que atrai a atenção, no caso dos trabalhos que fizeram uma aplicação de análogo para caracterização em sub-superfície, foi evidentemente, a avaliação e determinação de incertezas e limitações das interpretações.

A maioria dos artigos de turbiditos apenas caracteriza o afloramento, mas não o utiliza como análogo de reservatório, o que torna difícil discutir as vantagens na predição de arquitetura deposicional para estes casos. A palavra “vantagens” implica implicitamente na ação de comparar. Expressar possíveis vantagens e resultados favoráveis torna-se especulativo e pode gerar estimativas e ambiguidades na ausência de um meio de contraste. Além disso, estes estudos descritivos sem comparação carecem de avaliação e determinação de incertezas e limitações das interpretações. Uma possível explicação está fundamentada na ausência de um meio de contraste em que este tipo de avaliação é desnecessário. Outro ponto de vista é que a análise de incertezas associadas a informações sedimentológicas em estudos análogos de afloramento é frequentemente negligenciada (Martinius & Næss, 2005).

Outra característica comum dos trabalhos que utilizam afloramentos como análogos de reservatórios em subsuperfície é que os afloramentos estão usualmente numa escala de trabalho abaixo dos elementos identificados nas imagens sísmicas. Apesar disso, à profundidade dos reservatórios, os análogos permitem uma compreensão de geometrias, distribuição de fácies e processos de geração de estruturas (Janocko et al., 2013). Os afloramentos usados como análogos são exposições bidimensionais geralmente isoladas, ou têm um potencial de correlação limitado, o que significa que seu contexto paleogeográfico dentro da arquitetura deposicional regional é

incerto (Van der Merwe et al., 2014). Peel & White (2016) expõem que um maior grau de detalhe, dados e informações nos estudos de afloramento não reduz as incertezas ou melhora os riscos potenciais, o risco geológico, ou a chance de sucesso geológico de um prospecto:

“nossa opinião atual da probabilidade de que o modelo geológico no caso de sucesso esteja correto é que os intervalos de parâmetros associados a esse cenário de sucesso sejam apropriados. Esta estimativa é baseada em nossa compreensão e experiência atuais e nas informações atualmente disponíveis. Não é, portanto, um atributo da geologia de um prospecto, em vez disso, é um atributo do observador. A estimativa vai mudar com o tempo, dependendo das informações disponíveis sobre o prospecto, o nível de compreensão sobre o modelo geológico e, até certo ponto, sobre a visão de mundo do observador” (Peel & White, 2016).

Da indústria até a pesquisa acadêmica

A predição de arquitetura deposicional em sub-superfície utilizando análogos de afloramento sugere ser um tema de importância tanto para acadêmicos como para a indústria do petróleo. Apesar do fato dos trabalhos de análogos representarem somente 13% dos trabalhos na produção científica, e menos de 0.03% dos 3,6 milhões de trabalhos e referências registrados no portal especializado em geociências GeoScienceWorld (GSW) (Geoscienceworld, 2018), eles são alvo de uma indústria que planeja investir em exploração e pesquisa para o ano de 2018 cerca de US\$ 37 bilhões de dólares (Wood Mackenzie, 2018). Nesse sentido provavelmente os recursos disponíveis para exploração e pesquisa geológica na indústria do petróleo não têm comparação com outras áreas de pesquisa dentro das geociências a nível mundial.

Dos 5952 trabalhos potencialmente relevantes, 802 trabalhos abordando o uso de afloramentos como análogos de reservatório para um período de 11 anos é um número interessante. Por outro lado, se levarmos em conta o grande número de universidades que têm faculdades e centros de pesquisa habilitados para a abordagem deste tipo de tema, somado à força econômica e o grande número de profissionais que têm as empresas da indústria do petróleo a nível mundial, este número é considerado pouco expressivo. Provavelmente os dados têm uma implicação econômica independentemente de seu valor ou da contribuição acadêmica para as geociências. Os dados de interpretações geológicas têm um trato confidencial, logo as pesquisas no interior das empresas não são divulgadas facilmente e uma grande quantidade de dados e interpretações são mantidas nos arquivos das companhias petrolíferas. Outras informações de menor relevância têm sido publicadas em revistas científicas internacionais (Alsharhan & Nairn, 2003; Howell et al., 2014). No caso do Brasil, dois exemplos são a PETROBRAS e a ANP, que durante muitos anos financiou e disponibilizou bases de dados para pesquisa acadêmica através de termos de compromisso, sigilo e confidencialidade. De acordo com dados do sumário da ANP, que apresenta as solicitações de dados públicos para fins estritamente acadêmicos, entre os anos de 2011 e 2014, foram feitas 229 solicitações por 24 universidades no Brasil, e cuja principal área de pesquisa tem sido a geologia com 57% (ANP, 2014).

Um detalhe contrastante é a produção científica dos anos 2014 e 2015 (104 e 117 trabalhos) com uma tendência de crescimento superior aos anos anteriores. Isso sugere que apesar da queda no preço do petróleo em 2014, foi necessário o avanço em tecnologia e pesquisa associada dentro da indústria e as universidades, focada em aperfeiçoar a eficiência operacional para minimizar custos e novas tecnologias de otimização da perfuração e modelagem integrado de reservatórios. (Deloitte, 2014; World Energy Council, 2016; Bowman & Smyth, 2016).

É inegável a influência da indústria do petróleo na pesquisa acadêmica global e no Brasil, seja financeiramente ou disponibilizando dados. Isto pode representar risco para a academia, podendo ter um efeito prejudicial por conta da potencial distorção na qualidade dos trabalhos, nos conteúdos e na credibilidade da pesquisa. Esta conclusão foi alcançada a partir da avaliação de 10 contratos de colaboração de pesquisa entre 43 empresas da indústria do petróleo e 15 universidades dos EUA (Washburn, 2010). No contexto desta pesquisa bibliográfica uma das limitações surge da dúvida sobre os efeitos da autocensura inserida por acordos de sigilo e confidencialidade nos dados e resultados dos trabalhos, e de qual impacto real teria os dados omitidos sobre os trabalhos. Isto pode gerar um efeito de distorção na avaliação das vantagens na predição de arquitetura deposicional em sub-superfície utilizando análogos de afloramento de águas profundas? Quais implicações tem este tipo de abordagem sobre a pesquisa no Brasil? Mesmo que não tenhamos uma resposta, é possível sugerir que universidades elaborem políticas de conflito de interesse na pesquisa, na divulgação das fontes de financiamento, declaração explícita dos dados confidenciais e as razões. Além disso, a gestão e administração dos fundos de pesquisa pelas universidades de forma independente pode contribuir para credibilidade da pesquisa.

CONCLUSÕES

O intervalo temporal de publicações estudadas não indica uma tendência de aumento no número de trabalhos de análogos de reservatório de óleo em sub superfície, que permanece quase constante, ao contrário do que ocorre com o crescimento geral de trabalhos por ano. Destaca-se o aumento na diversidade de aplicações da caracterização de afloramentos como análogos para fins de modelagem que auxiliem na compreensão do armazenamento de resíduos nucleares, de energia geotérmica, do fluxo de água subterrânea, tectônica, carbonatos, sísmica e fratura de rochas.

Com relação à origem da fonte ou procedência do autor dos trabalhos pode-se concluir uma forte presença da indústria nas publicações acadêmicas como financiador, colaborador ou fornecedor de dados.

Os trabalhos de caracterização geológica de afloramentos para águas profundas estão divididos em dois tipos, os que não têm aplicação direta na modelagem, ou seja, que descrevem apenas o afloramento qualitativamente e quantitativamente e que corresponde à maior parte das publicações. O segundo tipo são os que fazem aplicação direta das descrições e caracterização do afloramento na modelagem de reservatórios em sub-superfície e representam um número menor de publicações. É importante notar que o contexto tectônico do afloramento e do reservatório não resulta ser uma limitação ou critério de seleção na aplicação para modelagem.

Os países que mais se destacam em número de publicações e autores são Noruega e o Reino Unido, estando o maior número de afloramentos estudados localizados nos Estados Unidos. De acordo com o contexto geotectônico a maior quantidade de afloramentos caracterizados foi no contexto de bacias tipo foreland ou de margem ativa. A distribuição de publicações por paleoambiente entre 2005 e 2015 mostrou que a caracterização de afloramentos como análogos para interpretação de reservatórios de águas profundas é o mais comum dos objetivos das publicações, portanto é razoável sugerir a relação direta entre produção científica e o interesse econômico.

Novas tecnologias de aquisição e processamento de dados e os trabalhos focados em modelos sintéticos constituem um novo horizonte de crescimento e novas oportunidades o que tem gerado uma mudança na capacidade de processamento e na integração de diferentes tipos de dados. Apesar disso, destaca-se que as novas tecnologias ainda precisam da interpretação de pessoal treinado com conhecimento e

experiência geológica. Os modelos sintéticos mais complexos podem apresentar grandes limitações e incertezas caso o trabalho não seja feito de uma forma planejada e com um alto grau de detalhamento, e com a ajuda de geólogos com conhecimentos e experiência avançada na interpretação.

É importante entender os mecanismos geológicos e saber interpretar o registro geológico. É evidente que o estudo detalhado de afloramentos fornece informação fundamental e pode melhorar o entendimento e a compreensão da arquitetura sedimentar dos sistemas deposicionais, visto que a coleta de dados quantitativos e qualitativos dos afloramentos apesar dos avanços tecnológicos ainda é uma tarefa difícil. Afloramentos são exposições bidimensionais geralmente isoladas, ou têm um potencial de correlação limitado, o que significa que seu contexto paleogeográfico dentro da arquitetura deposicional regional pode ser incerto. Um ponto de partida para selecionar o análogo correto é o entendimento dos dois sistemas (análogo-reservatório), suas configurações, variações e características específicas dos dois sistemas. Não existem no mundo dois sistemas geológicos idênticos, e não existe um análogo perfeito. Portanto é importante identificar corretamente as semelhanças e diferenças, sendo fundamental fazer uma avaliação e determinação de incertezas e limitações das interpretações. Os análogos de afloramento ajudam na modelagem com a restrição de parâmetros geométricos e de distribuição de fácies para gerar modelos válidos e qualitativamente mais próximos da realidade. Por tanto é importante identificar corretamente as semelhanças e diferenças entre o análogo e o reservatório em sub-superfície que se pretende caracterizar.

REFERÊNCIAS

- Aas, T. E., Basani, R., Howell, J., & Hansen, E. (2014). Forward modelling as a method for predicting the distribution of deep-marine sands: an example from the Peira Cava Sub-basin. *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface.*, 247–269.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2014). Solicitações para fins acadêmicos – 2011-2014. Rio de Janeiro: ANP.
- Alexander, J. (1993). Geological Society of London, Special Publications: A discussion on the use of analogues for reservoir. No. 69. *Advances in Reservoir Geology*, 175-194.
- Al-Kindi, M. H., & Richard, P. D. (2014). The main structural styles of the hydrocarbon reservoirs in Oman. *Tectonic Evolution of the Oman Mountains*. Geological Society, London, Special Publications, 392, 409-445.
- Alpak, F. O., Barton, M. D., & Castineira, D. (2011). Retaining geological realism in dynamic modelling: a channelized turbidite reservoir example from West Africa. *Petroleum Geoscience*, Vol. 17, 35-52.
- Alsharhan, A. S., & Nairn, A. E. (2003). *Sedimentary basins and petroleum geology of the middle east*. Amsterdam: Elsevier Science.
- Amy, L. A., Peachey, S. A., Gardiner, A. R., Pickup, G. E., Mackay, E., & Stephen, K. D. (2013). Recovery efficiency from a turbidite sheet system: numerical simulation of waterflooding using outcrop-based geological models. *Petroleum Geoscience*, Vol. 19, 123-138.

Armitage, D. A., & Stright, L. (2010). Modeling and interpreting the seismic-reflection expression of sandstone in an ancient mass-transport deposit dominated deep-water slope environment. *Marine and Petroleum Geology*. v 27, 1-12.

Awdal, A. H., Braathen, A., Wennberg, O. P., & Sherwani, G. H. (2013). The characteristics of fracture networks in the Shiranish Formation of the Bina Bawi Anticline; comparison with the Taq Taq Field, Zagros, Kurdistan, NE Iraq. *Petroleum Geoscience*, Vol. 19, 139-155.

Baas, J. H., McCaffrey, W. D., & Knipe, R. J. (2005). The Deep-Water Architecture Knowledge Base: towards an objective comparison of deep-marine sedimentary systems. *Petroleum Geoscience*, Vol. 11, 309–320.

Bayer, P., Comunian, A., Höyng, D., & Mariethoz, G. (2015). High resolution multi-facies realizations of sedimentary reservoir and aquifer analogs. *Scientific Data* (2).

Bentley, M., & Smith, S. (2008). The Future of Geological Modelling in Hydrocarbon Development, Scenario-based reservoir modelling: the need for more determinism and less anchoring. Geological Society, London, Special Publications, eds Robinson A., Griffiths P., Price S., Hegre J., Muggeridge A. 309, 145–159.

Bertrand, L., Walter, B., Perry, G., Diraison, M., & Géraud, Y. (2014). The Use of Outcrop Analogue Basement Rocks to Help Seismic Imaging of Buried Reservoirs. 76th EAGE Conference & Exhibition 2014. Amsterdam: The European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE).

Bowman, M. B., & Smyth, H. R. (2016). Reducing uncertainty and risk through field-based studies. In M. Bowman, H. R. Smyth, T. R. Good, S. R. Passey, J. P. Hirst, & C. J. Jordan, *The Value of Outcrop Studies in Reducing Subsurface Uncertainty and Risk in Hydrocarbon Exploration and Production* (pp. 1-8). London: Geological Society, London, Special Publications.

Browne, G. H., Kennedy, E. M., Constable, R. M., Raine, I. J., Crouch, E. M., & Sykes, R. (2008). An outcrop-based study of the economically significant Late Cretaceous Rakopi Formation, northwest Nelson, Taranaki Basin, New Zealand. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics* Vol. 51, 295-315.

Bryant, I., & Flint, S. (1993). Quantitative Clastic Reservoir Geological Modelling: Problems and Perspectives. In I. B. Flint, *The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues* (pp. 3-20). London: The International Association of Sedimentologists.

Bryant, I., Carr, D., Cirilli, P., Drinkwater, N., McCormick, D., Tilke, P., et al. (2000). Use of 3D digital analogues as templates in reservoir modelling. *Petroleum Geoscience*, Vol. 6, 195-201.

Chiarella, D. Howell, J. A. & Jones, G. (2017). Outcrop analogues: the good, the bad and the ugly. *Journal of Mediterranean Earth Sciences* 9 (pp. 119-120)

Cibaj, I., Syarifuddin, N., Ashari, U., Wiweko, A., & Maryunani, K. A. (2007). Stratigraphic interpretation of middle miocene Mahakam delta deposits: implications for reservoir distribution and quality. Indonesian Petroleum Association. Annual Convention. 31th (pp. 341-351). Jakarta, Indonesia.: Indonesian Petroleum Association (IPA).

- Collins, J., Kenyon-Roberts, S., Cullen, B., White, J., & Bordas-Le Floch, N. (2015). Arran Field: a complex heterolithic reservoir on the margins of the Forties Fan System. Tertiary Deep-Marine Reservoirs of the North Sea Region. Vol 403, 185-217.
- Covault, J. A. (2011) Submarine Fans and Canyon-Channel Systems: A Review of Processes, Products, and Models. *Nature Education Knowledge* 3(10):4
- Deschamps, R., Joseph, P., Lerat, O., Schmitz, J., Doligez, B & Jardin, A. (2015). From 3D photogrammetric outcrop model towards reservoir models: an integrated modeling workflow. AAPG Annual Convention & Exhibition, Denver, USA. 10.13140/RG.2.1.4084.3765.
- Deloitte. (2014). Oil and Gas Reality Check 2014. A look at top issues facing the oil and gas sector. London: Deloitte Touche Tohmatsu Limited.
- Dore, A. G., Lundin, E. R., Jensen, L. N., Birkeland, O., Eliassen, P. E., & Fichler, C. (1999). Principal tectonic events in the evolution of the northwest European Atlantic margin. *Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 5th Conference* (pp. 41-61). London: Geological Society of London.
- Dreyer, T., Fält, L., Høy, T., Knarud, R., Steel, R., & Cuevas, J. (1993). Sedimentary Architecture of Field Analogues for Reservoir Information (SAFARI): A Case Study of the Fluvial Escanilla Formation, Spanish Pyrenees. In: S. Flint, & a. Bryant, *The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues* (pp. 57-80). Oxford: Blackwell Publishing Ltd.
- ERGO Robertson (14/08/2018). CGG. Retrieved from Database of reservoir analogues and knowledgebase of geologic information for E&P projects.: <https://www.cgg.com/en/What-We-Do/Multi-Client-Data/Geological/Robertson-analogues>.
- Eschard, R., Deschamps, R., Doligez, B., Lerat, O., Langlais, V., & Euzen, T. (2014). Connectivity estimation between turbiditic channels and overbank deposits from the modelling of an outcrop analogue (Pab Formation, Maastrichtian, Pakistan). In A. W. Martinus, J. A. Howell, & T. R. Good, *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface* (pp. 203–231). London: Geological Society, London, Special Publications.
- Farhana, J. A., Abdullah, Z., Mansor, M. Y., & Madon, M. (2015). Outcrop Analogues of Deepwater Depositional Systems: A Comparative Study of Permo-Triassic and Tertiary Turbidite Sequence from Malaysia. *The Asia Petroleum and Geoscience Conference & Exhibition (APGCE 2015)*. Kuala Lumpur, Malaysia: The European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE).
- Fernandes Jr., A. L., Medeiros, W. E., Bezerra, F. H., Oliveira Jr., J. G., Cazarin, C. L. (2015). GPR investigation of karst guided by comparison with outcrop and unmanned aerial vehicle imagery. *Journal of Applied Geophysics*, 112, 268-278. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2014.11.017>
- Fielding, C. R., & Crane, R. C. (1987). An application of statistical modelling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. *Recent Developments in Fluvial Sedimentology Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publications*. 39., 321–327.

- Flood, Y. S., & Hampson, G. J. (2015). Quantitative Analysis of the Dimensions and Distribution of Channelized Fluvial Sandbodies Within A Large Outcrop Dataset: Upper Cretaceous Blackhawk Formation, Wasatch Plateau, Central Utah, U.S.A. *Journal of Sedimentary Research*, v. 85, 315–336.
- Garcia, A. J. V., Menezes Ribeiro, D., Silva Figueiredo, S., Santana Dantas, M., Oliveira, I., Santos Leite, K. A., & Gonçalves Garcia, G. (2015). 3D Modeling of Carbonate Reservoir Analogue Outcrops Using Camures Methodology, Sergipe-Alagoas Basin (SEAL), NE, Brazil. AAPG Annual Convention & Exhibition 2015. Denver, Colorado: AAPG.
- Geehan, G., and Underwood, J., 1993, The use of length distributions in geological modeling: Thegeological modelling of hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues, in Flint, S. S., and Bryant,I. D., eds., Special Publication 15 of the International Association of Sedimentologists: BlackwellScientific Publications, Oxford, p. 205–212
- Fugelli, E. M. G., Olsen T, R.; (2005). Screening for deep-marine reservoirs in frontier basins: Part 1—Examples from offshore mid-Norway. *AAPG Bulletin* ; 89 (7): 853–882
- Geoscienceworld. (2018, 7 27). Extraído de geoscienceworld.org: <https://pubs.geoscienceworld.org/pages/ejournals>
- Georgsen, F., Egeland, T., Knarud, R., & Omre, H. (1994). Conditional Simulation of Facies Architecture in Fluvial Reservoirs. In M. Armstrong, & P. A. Dowd, *Geostatistical Simulations* (pp. 235–250). Fontainebleau, France: Springer.
- Glennie, K. W. (1970). *Desert Sedimentary Environments*. Developments in Sedimentology No.14, Elsevier - Amsterdam.
- Götz, A. E., Török, A., Tóth, M., Hlavicka, V., & Sass, I. (2012). Thermophysical properties of potential geothermal reservoir rocks: an outcrop analogue study of the sedimentary series of the Buda Mts.,Hungary. Munich: European Geosciences Union.
- Grammer, G.C., Harris, P.M., Eber, P.G. (2004). Integration of Outcrop and Modern Analogs in Reservoir Modeling: AAPG Memoir 80. Science – p. 1-394.
- Haldorsen, H. H., & Damsleth, E. (1990). Challenges in reservoir characterization. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 77, 541–551.
- Henry, C., Boisson, J. Y., Bouchet, A., & Meunier, A. (2007). Thermally induced mineral and chemical transformations in calcareous mudstones around a basaltic dyke (Perthus Pass, southern Massif Central, France). Possible implications as a natural analogue of nuclear waste disposal. *Clay Minerals*, (42), 2013-231.
- Hodgetts, D (2013). Laser scanning and digital outcrop geology in the petroleum industry: A review. *Marine and Petroleum Geology*, 46, 335-354.
- Holden, L., Hauge, R., Skare, Ø., & Skorstad, A. (1999). Modeling of fluvial reservoirs with object models. *Mathematical Geology* 30, 473–496.
- Homuth, S., Götz, A. E., & Sass, I. (2011). Outcrop analogue studies for reservoir characterization and prediction of deep geothermal systems in the Molasse Basin, Germany. Darmstadt-Germany: European Geosciences Union.
- Homuth, S., & Ingo, S. (2014). Outcrop Analogue vs. Reservoir Data: Characteristics and Controlling Factors of Physical Properties of the Upper Jurassic Geothermal

Carbonate Reservoirs of the Molasse Basin, Germany. Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering (pp. 1-10). Stanford, California: Stanford University.

Howell, J. A., Martinius, A. W., & Good, T. R. (2014). The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface*. Geological Society, London, Special Publications, 1-25.

Hu, L. Y., Liu, Y., Scheepens, C., Shultz, A. W., & Thompson, R. D. (2014). Multiple-Point Simulation with an Existing Reservoir. *Mathematical Geosciences* (46), 227–240.

Hurst, A., Huuse, M., Duranti, D., Vigorito, M., Jameson, E., & Schwab, A. (2015). Application of outcrop analogues in successful exploration of a sand injection complex, Volund Field, Norwegian North Sea. *Geological Society, London, Special Publications*, 436(1), 75–92. doi:10.1144/sp436.3

Jackson, M.D., Hampson, G.J., El-Sheikh, A., Saunders, J.H., Graham, G.H. and Massart, B.Y.G. (2013). Surface-based reservoir modeling for flow simulation, in Martinius, A.H., Howell, J.A. and Good, T. eds., *Sediment Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modeling the Subsurface*, Geol. Soc. London Special Publication 387, doi 10.1144/SP387.2.

Janocko, M., Nemec, W., Henriksen, S., & Warchoř, M. J. (2013). The diversity of deep-water sinuous channel belts and slope valley-fill complexes. Vol 41. *Marine and Petroleum Geology*, 7-34.

Jia, A., D. He, and C. Jia, (2012), Advances and challenges of reservoir characterization: A review of the current state-of-the-art, in I. A. Dar, ed., *Earth sciences: InTech*, 205–224.

Jones, R. R., Pringle, J. K., McCaffrey, K. J., Imber, J., Wightman, R. H., Guo, J., et al. (2011). Extending digital outcrop geology into the subsurface. *Outcrops Revitalized: Tools, Techniques and Applications*. SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology No. 10, 31-50.

Jones, D. W., Large, S., McQueen, A., & Helmi, A. (2015). Reservoir geology of the Paleocene Forties Sandstone Member in the Fram discovery, UK Central North Sea. Tertiary Deep-Marine Reservoirs of the North Sea Region. Geological Society, London, Special Publications, 403, 219-246.

Khan, A., Horowitz, D., Liesch, A., Schepel, K., & Gom, S. A. (1995). Semi-amalgamated thinly-bedded deepwater GOM turbidite reservoir performance modeling using object-based technology and Bouma lithofacies. *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. 443–455). Denver, CO: Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (Paper SPE-36724).

Kukulski, R., Moslow, T. F., & Hubbard, S. M. (2013). Tight gas sandstone reservoir delineation through channel-belt analysis, Late Jurassic Monteith Formation, Alberta Deep Basin. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, Vol. 61, 133-156.

Li, H., & Caers, J. (2011). Geological modelling and history matching of multi-scale flow barriers in channelized reservoirs: methodology and application. *Petroleum Geoscience*, Vol. 17, 17-34.

- Lynn, G. J., Bacciotti, M., Van Bergen, P. F., & Gray, K. R. (2015). Depositional controls on fluid flow in the Gannet A Field. From Source to Seep: Geochemical Tertiary Deep-Marine Reservoirs of the North Sea Region. Geological Society, London, Special Publications, Vol. 403, 381–398.
- Martinius, A. W., & Næss, A. (2005). Uncertainty analysis of fluvial outcrop data for stochastic reservoir modelling. *Petroleum Geoscience*, Vol. 11, 203–214.
- Mazo D’Affonseca, F., Bayer, P., Gomes de Oliveira, E., Perinotto, J. A., Reis, F., Weiß, H., et al. (2014). High-resolution aquifer analog of fluvial–aeolian sediments of the Guarani aquifer system. *Environmental Earth Sciences*, 3081–3094.
- Menezes, Paulo T. L., Travassos, Jandyr M. Medeiros, Marco A. M. and Takayama Patricia (2015). "High-resolution facies modeling of presalt lacustrine carbonates reservoir analog: Morro do Chaves Formation example, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil." *Interpretation*, 4(2), SE63–SE74.
- Meier, S., Bauer, J. F., & Philipp, S. L. (2013). Outcrop Analogue Studies in Geothermal Exploration - Characterization of fault zones in Triassic Muschelkalk limestones of the Upper Rhine Graben. Göttingen-Germany: American Geophysical Union.
- Miall, A. D., & Tyler, N. (1991). The Three-Dimensional Facies Architecture of Terrigenous Clastic Sediments and its Implications for Hydrocarbon Discovery and Recovery. Society for Sedimentary Geology, Concepts in Sedimentology and Paleontology, No. 3
- Moraes, M. A., Blaskovski, P. R., & Joseph, P. (2004). The Gres d'Annot as an analogue for Brazilian Cretaceous sandstone reservoirs: comparing convergent to passive-margin confined turbidites. Deep-Water Sedimentation in the Alpine Basin of SE France: New perspectives on the Gres d'Annot and related systems. Geological Society, London, Special Publications, 221, 419–436.
- Normark, W. R. (1970). Growth patterns of deep-sea fans. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 54, 2170–2195
- Peel, F. J., & White, J. (2016). Do technical studies reduce subsurface risk in hydrocarbon exploration: and if not, how do they add value? In M. Bowman, H. R. Smyth, T. R. Good, S. R. Passey, J. P. Hirst, & C. J. Jordan, *The Value of Outcrop Studies in Reducing Subsurface Uncertainty and Risk in Hydrocarbon Exploration and Production*. London: Geological Society, London, Special Publications, 436. (pp. 247–259)
- Pettingill, H. S., & Weimer, P. (2002). World-Wide Deepwater Exploration and Production: Past, Present and Future. Annual Offshore Technology Conference (pp. 1–17). Houston, Texas U.S.A: Copyright 2002, Offshore Technology Conference.
- Pickel, A., Frechette, J. D., Comunian, A., & Weissmann, G. S. (2015). Building a Better Training Image with Digital Outcrop Models. *Journal of Hydrology*, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jhydrol>.
- Pickering, K.T., Corregidor, J., 2005. Mass-transport complexes (MTCs) and tectonic control on basin-floor submarine fans, Middle Eocene, south Spanish Pyrenees. *Journal of Sedimentary Research* 75, 761–783.

- Pless, J. C., McCaffrey, K. J., Jones, R. R., Holdsworth, R. E., Conway, A., & Krabbendam, M. (2015). 3D characterization of fracture systems using Terrestrial Laser Scanning: an example from the Lewisian basement of NW Scotland. *Industrial Structural Geology: Principles, Techniques and Integration*. V.421, 125-141.
- Pringle, J. K., Howell, J. A., Hodgetts, D., Westerman, A. R., & Hodgson, D. M. (2006). Virtual outcrop models of petroleum reservoir analogues: a review of the current state-of-the-art. *first break -EAGE*, 33-42.
- Pringle, J. K., Clark, J. D., & Stanbrook, D. A. (2008). Resolving Deep-Water Channel Architectures: High-Resolution Forward Seismic Modeling of Turbidite Systems, Ainsa II Channel, Campodarbe Group, Northern Spain. Conference: 28th GCSSEPM. Answering the Challenges of Production from Deep-water Reservoirs: Analogues and Case Histories to aid a New Generation. (pp. 1-20). Houston-Texas: Gulf Coast Section SEPM.
- Pyles, D. R., Strachan, L. J., & Jennette, D. C. (2014). Lateral juxtapositions of channel and lobe elements in distributive submarine fans: Three-dimensional outcrop study of the Ross Sandstone and geometric model. *Geosphere*, 10(6), 1104–1122. doi:10.1130/ges01042.1
- Ragagnin, G. M., & Moraes, M. A. S. (2008). Seismic Geomorphology and Connectivity of Deepwater Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(04), 686–695. doi:10.2118/99852-pa
- Rittersbacher, A., Buckley, S. J., Howell, J. A., Hampson, G. J., & Vallet, J. (2013). Helicopter-based laser scanning: a method for quantitative analysis of large-scale sedimentary architecture. *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface*. Geological Society, London, Special Publications, v 387, 185-202.
- Rodrigues de Ceia, M. A., Gonzalez Carrasquilla, A. A., & Menezes Travassos, J. (2012). Using GPR to image a Turbidite Outcrop in Almada Basin, Brazil. *Revista Brasileira de Geofísica*. Vol. 30, 51-62.
- SAFARI. (14/08/2018). The Geological Outcrop Database. Uni Research CIPR and University of Aberdeen. Retrieved from Safari research group: <https://safaridb.com/home#tour>
- Shanmugam, G. (2000) 50 years of the turbidite paradigm (1950s–1990s): deep-water processes and facies models. *Marine and Petroleum Geology*, 17, 285–342.
- Schwab, A. M., Jameson, E. W., & Townsley, A. (2015). Volund Field: development of an Eocene sandstone injection complex, offshore Norway. *Tertiary Deep-Marine Reservoirs of the North Sea Region*, Geological Society, London, Special Publications. Vol 403, 247-260.
- Shew, R.D., Steffens, G.S., and Studlick, R.J., (2007), Introduction: Atlas of deep-water outcrops in Nilson, T.H., Shew, R.D., Steffens, G.S., Studlick, J.R.J., eds., *Atlas 68 of deepwater outcrops: American Association of Petroleum Geologist Studies in Geology* 56, p. 3-6.
- Simícek, D., & Bábek, O. (2015). Spectral gamma-ray logging of the Grès d'Annot, SE France: An outcrop analogue to geophysical facies mapping and well-log correlation of

sand-rich turbidite reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 60, 1–17. doi:10.1016/j.marpetgeo.2014.10.010

Smith, R., & Møller, N. (2003). Sedimentology and reservoir modeling of the Ormen Lange field, mid Norway. *Marine and Petroleum Geology*, v. 20, 601–613.

Sonibare, W.A., Mikes, D. (2010). Lithofacies Analysis and Modelling of the Kookfontein Deltaic Successions, Tanqua Depocenter, Southwest Karoo Basin, South Africa. Society of Petroleum Engineers: International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. doi:10.2118/130508-ms

Spence, G., Hodgetts, D., Horsfall, C., Rarity, F., & Redfern, J. (2011). LIDAR Outcrop analogues of a naturally fractured carbonate reservoir: Influences of stratigraphic heterogeneity and surfaces- A sequence stratigraphic framework- Eocene, Thebes Formation, west central Sinai, Egypt. Minneapolis-Minnesota: Geological Society of America Annual Meeting. v.43, no 5, p.313.

Spencer, A. M. (1974). *Mesozoic-Cenozoic Orogenic Belts: Data for Orogenic Studies*. Edinburgh: The Geological Society Of London.

Stright, L., Stewart, J., Champion, K., & Graham, S. (2014). Geologic and seismic modeling of a coarse-grained deep-water channel reservoir analog (Black's Beach, La Jolla, California). *AAPG Bulletin*, v. 98, no. 4, 695-728.

Strijker, G., Bertotti, G., & Luthi, S. M. (2012). Multi-scale fracture network analysis from an outcrop analogue: A case study from the Cambro-Ordovician clastic succession in Petra, Jordan. *Marine and Petroleum Geology*. V 38, 104-116.

Takayama, P., Menezes, P. T., & Travassos, J. M. (2009). 3D GPR modeling of carbonates reservoir analogues applying geometric attributes: Coqueiro Seco Formation, Sergipe-Alagoas Basin – Brazil. Conference: 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society (pp. 657-661). Salvador-Brazil: Sociedade Brasileira de Geofísica.

Tetyukhina, D., Luthi, S. M., & Gisolf, D. (2011). Full elastic seismic data modeling of an outcrop-based high-resolution geological and petrophysical model, Book Cliffs (Utah, USA). *SEG Technical Program Expanded*, 2891-2897.

Vackiner, A. A., Antrett, P., Strozyk, F., Stollhofen, H., Back, S., & Kukla, P. (2012). Reconstructing the Upper Permian sedimentary facies distribution of a tight gas field in Central Europe on the basis of a modern analog field study in the Panamint Valley, western U.S. *Geosphere*; V. 8; no. 5; 1129-1145.

Van der Merwe, W. C., Hodgson, D. M., Brunt, R. L., & Flint, S. S. (2014). Depositional architecture of sand-attached and sand-detached channel-lobe transition zones on an exhumed stepped slope mapped over a 2500 km² area. *Geosphere*; v. 10; no. 6, 1076–1093.

Viseras, C., Henares, S., Yeste, L. M., & Fernández, J. (2015). From Outcrop to Subsurface - Anatomy of a Triassic Fluvial Reservoir. 77th EAGE Conference and Exhibition 2015 (pp. 1-5). Madrid: European Association of Geoscientists and Engineers.

Washburn, J. (2010). *Big Oil Goes to College: An Analysis of 10 Research Collaboration Contracts between Leading Energy Companies and Major U.S. Universities*. Washington, D.C: Center for American Progress.

Weber, K. J. (1987). Computation of initial well productivities in aeolian sandstone on the basis of a geological model, Leman gas field, U.K. *Reservoir Sedimentology*. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publications, 40, 333–354.

Weissmann, G. S., Pickel, A., McNamara, K. C., Frechette, J. D., & Kalinovich, I. (2015). Characterization and quantification of aquifer heterogeneity using outcrop analogs at the Canadian Forces Base Borden, Ontario, Canada. *GSA Bulletin* 127, 21–35.

Wenke, A., Kreuter, H., Gall, W., Gutekunst, S., Rohrer, L., & Zühlke, R. (2010). First Steps in the Development of a New Geothermal Field in the Northern Part of the Upper. Bali- Indonesia: Proceedings World Geothermal Congress 2010.

Wood Mackenzie. (2018). woodmac. Retrieved 04 06, 2018, from www.woodmac.com/news/feature/global-xploration-5-things-to-look-for-in-2018/

Wood, A., Paton, D., Collier, R., & O'Connor, V. (2015). Understanding regional-scale structural uncertainty: The onshore Gulf of Corinth rift as a hydrocarbon exploration analogue. *Interpretation*, Vol. 3 (Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists), <https://doi.org/10.1190/INT-2015-0046.1>.

World Energy Council. (2016). World Energy Resources. Oil-2016. Retrieved 04 06, 2018, from World Energy Resources. Oil-2016: <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources>

Wuestefeld, P., Hilgers, C., & Koehrer, B. (2014). Structural diagenesis in an Upper Carboniferous Tight Gas Sandstones reservoir analog. AAPG International Conference and Exhibition (pp. 1-18). Istanbul-Turkey: AAPG.

Zeito, G. A. (1965). Interbedding of shale breaks and reservoir heterogeneities. *Journal of Petroleum Technology* No. 17, 1223–1228.

CAPÍTULO III – ARTIGO II, EM PREPARAÇÃO.

Caracterização dos reservatórios da Formação Calumbi no campo Cidade de Aracaju, Bacia de Sergipe-Alagoas

German Meneses Hernandez¹; Felipe T. Figueiredo^{1,2}

¹Programa de Pós-Graduação em Geologia e Análise de Bacias (PGAB) – Universidade Federal de Sergipe, Brazil.

Av. Marechal Rondon s/n, Bairro: Jardim Rosa Elze, Complexo Laboratorial Multiusuário da UFS – Galpão das Geociências, São Cristóvão, SE, 49100-000, Brasil. (germanmeneher77@yahoo.com)

²Departamento de Geologia (DGEOL) - Universidade Federal de Sergipe, Brazil.

Av. Marechal Rondon s/n, Bairro: Jardim Rosa Elze, Complexo Multi-departamental, São Cristóvão, SE, 49100-000, Brasil (ftfigueiredo@gmail.com)

Abstract.

Analogous outcrops with gamma spectrometry data can assist in understanding the distribution of lithotypes and establish correlations with gamma radiation data derived from sub-surface well profiles. In order to better understand the reservoirs described as deep water reservoirs of the Sergipe Alagoas Basin, their lateral heterogeneities and distribution, the present contribution had the objective of determining the location (geological space and time) of the ideal outcrop with seismic data and available paleontological data, and characterize the outcrop in detail by using portable gamma ray spectrometry to establish the possible correlation with data from deep wells drilled in a mature oil field located in the southern part of the basin. The work method involved the integration and comparison of field information and subsurface data divided into three stages: 1) Acquisition of bibliographic data, 2) seismic processing and interpretation, and 3) Acquisition and integration of spectrometry data. The combination of facies analysis and petrophysical data (gamma rays) aided in the understanding of subsurface reservoirs. The connection between the field and the outcrop suggests a lateral continuity of the reservoir, which may show changes in its properties depending on the thickness. The tectonic control allowed the understanding of the pattern observed in the well data. The results of the outcropping, whose continuity was interpreted from seismic, suggests sedimentary processes characteristic of the marine platform in the shoreface and offshore region. This context contrasts with the interpretations of the ANP for the oil field Cidade de Aracaju, which suggests an environment between the slope and the abyssal plain for the Calumbi Formation in the study area.

Keywords: gamma spectrometry; analogues; Calumbi Formation

Resumo:

Os afloramentos análogos com dados de gamaespectrometria podem ajudar na compreensão da distribuição de litotipos e estabelecer correlações com os dados de radiação gama derivados de perfis de poços em sub-superfície. No sentido de

compreender melhor os reservatórios descritos como depósitos de águas profundas da Bacia Sergipe Alagoas, suas heterogeneidades laterais e a distribuição, a presente contribuição teve como objetivo determinar a localização (espaço e tempo geológico) do afloramento análogo ideal mais adequado com dados sísmicos e dados paleontológicos disponíveis, e caracterizar o afloramento detalhadamente com a utilização de espectrometria de raios gama portátil para estabelecer a possível correlação com dados de poços profundos perfurados em um campo produtor maduro localizado na parte sul da bacia. O método de trabalho envolveu a integração e comparação entre informações de campo e dados de subsuperfície, e foi dividido em três etapas: 1) Aquisição de dados bibliográficos, 2) processamento e interpretação sísmica, e 3) Aquisição dados de espectrometria de afloramento e integração dos dados. A combinação de análise de fácies e dados petrofísicos (raios gama) auxiliou no entendimento dos reservatórios em sub-superfície. A conexão entre o campo e o afloramento sugere uma continuidade lateral do reservatório, que pode apresentar mudanças em suas propriedades a depender da espessura. O controle tectônico permitiu o entendimento do padrão observado nos dados dos poços. Os resultados do afloramento, cuja continuidade foi interpretada a partir da sísmica sugere processos sedimentares característicos de plataforma marinha na região do *shoreface* e *offshore*. Este contexto contrasta com as interpretações da ANP para o Campo Cidade de Aracaju, que sugere um ambiente entre o talude e a planície abissal para a Formação Calumbi na área de estudo.

Palavras-chave: gamaespectrometria; análogos; Formação Calumbi

INTRODUÇÃO

A utilização de afloramentos de rocha como análogos de reservatório na indústria do petróleo se desenvolveu em torno de diferentes métodos e aplicações a fim de gerar ferramentas para integração de informações, interpretação e compreensão da arquitetura, e principalmente, heterogeneidades de reservatórios maduros (p. ex. Fotogrametria digital aérea, LIDAR laser scanner e radar de penetração GPR). Este tipo de abordagem vem trazido benefícios para o ajuste de padrões de dados de produção dinâmica (fluidos) quando comparado com modelos geológicos estáticos, o que tem tornando os modelos de simulação em modelos de previsão mais confiáveis (Howell *et al.*, 2014). Nesse contexto criou-se uma relação de interdependência entre a aplicação de métodos e ferramentas em afloramentos análogos e reservatórios de sub-superfície, que pode representar sucesso ou fracasso durante a operação de extração.

Um dos métodos mais comuns utilizados na caracterização de afloramentos análogos é através do levantamento de seções estratigráficas aliada a espectrometria de raios gama (e.g. Rider, 1996; Ferreira, 2010). Este método tem grande importância na análise estratigráfica pois permite identificar padrões de radiação natural ao longo de um intervalo do afloramento comparáveis com aqueles descritos por perfis medidos em poços de campos produtores. Na escala de afloramento é possível estabelecer a relação de radiação natural da rocha em diferentes litofácies e elementos arquiteturais. Dessa maneira, a espectrometria de raios gama reflete, dentre outros aspectos, as variações no conteúdo de argila de rochas sedimentares (Rider, 1996; Ferreira, 2010; Tomi, 2012, Simícek & Babek 2015). A distribuição de um ou mais perfis em diferentes áreas de uma afloramento pode contribuir na caracterização de modelos de reservatório, que combinado com a análise de fácies e geoquímica pode ser útil para reconstruções paleoclimáticas (Paredes *et al.*, 2018). Contudo o sucesso de um modelo de reservatório depende em grande parte que o modelo sedimentar de fácies e estratigráfico esteja calibrado com dados de poço e dados sísmicos (Evans *et al.*, 2006).

Dentre os modelos de reservatório destacam-se aqueles cuja origem está relacionada a ambientes deposicionais marinhos de águas profundas, descritos genericamente como turbiditos. Isto por que representam importantes fontes de hidrocarbonetos em muitas bacias ao redor do mundo e contêm mais de 78 bilhões de barris de petróleo (Aas *et al.*, 2014). No Brasil mais de 80% de todo o petróleo é produzido nesse contexto (Rodrigues de Ceia *et al.*, 2012). Devido ao grande interesse econômico para o Brasil na produção de hidrocarbonetos a análise de um estudo de caso de um afloramento como análogo de um campo descrito como depósito de águas profundas, pode permitir a melhor compreensão de abordagens possíveis para aperfeiçoar modelos 3D e caracterizar geologicamente heterogeneidades dos reservatórios no ambiente deposicional de águas profundas. Neste sentido a Bacia de Sergipe-Alagoas, situada no contexto de bacias rifte-drifte do mesozoico brasileiro preserva grande quantidade de campos maduros, onde a aplicação de análogos é escassa e os trabalhos relativos a análogos para a bacia se concentram nas formações Morro do Chaves e Coqueiro Seco. Como forma de suprir esta demanda e interpretar heterogeneidades de subsuperfície a presente contribuição teve como objetivo avaliar o uso do método através da análise de fácies ao longo de um perfil estratigráfico de um afloramento da Formação Calumbi para auxiliar na identificação de camadas permeáveis no campo em declínio produtivo “Cidade de Aracaju”, localizado no município de São Cristóvão, em Sergipe (Fig.1).

As interpretações de dados sísmicos 2D do campo Cidade de Aracaju e de novos dados levantados de afloramentos interpretados por Figueiredo (2014) e neste trabalho, podem contribuir para melhorar compreensão sobre a continuidade lateral, análise estratigráfica e modelo do reservatório do campo que ainda apresenta um alto grau de incerteza. A identificação desse possível afloramento análogo ao campo *onshore* “Cidade de Aracaju” pode melhorar significativamente as interpretações da porção *onshore* aflorante e submersa da unidade, dada a dificuldade de prever com segurança as ocorrências de corpos arenosos que não mostram bom contraste sísmico, e que constituem os principais reservatórios desta unidade litoestratigráfica.

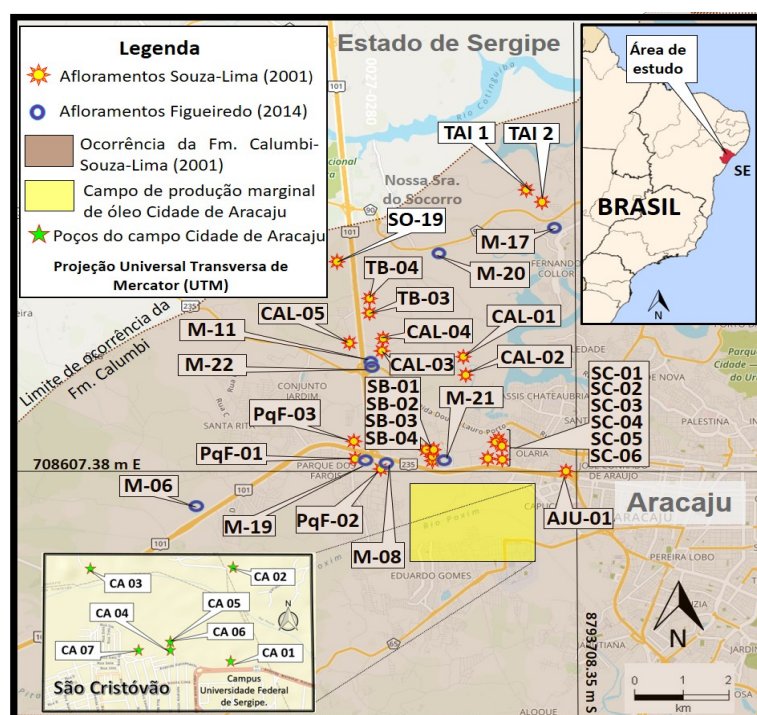


Figura 1. Localização dos afloramentos da Formação Calumbi e do Campo cidade de Aracaju.

CONTEXTO GEOLÓGICO

A Formação Calumbi

Ao final do Coniaciano a Bacia Sergipe-Alagoas sofreu um rebaixamento do nível de base, o que causou erosão de âmbito regional sobre rochas carbonáticas da Formação Cotinguiba. Posteriormente, um evento transgressivo durante o neoconiaciano mudou o padrão de sedimentação e teria causado a retrogradação de sedimentos argilosos e lamosos que eram progressivamente depositados sobre o talude e o fundo oceânico, e passaram a recobrir de forma discordante as rochas da Formação Cotinguiba. Este evento mudou o padrão de sedimentação de predominantemente carbonático, em que se inserem as rochas do Grupo Sergipe, para predominantemente siliciclástico, que abarca o Grupo Piaçabuçu. Este último compreende rochas do Grupo Piaçabuçu, dentre elas carbonatos e folhelhos marinhos das Formações Calumbi, Marituba e Mosqueiro (Feijó, 1994; Souza-Lima, 2001; Figueiredo, 2014).

O termo “Calumbi”, denominação originada de uma pequena vila nas proximidades da Cidade de Aracaju, foi sugerido por Duarte (1936) para caracterizar os folhelhos de coloração verde-oliva com intercalações esporádicas de siltitos ocre a castanho-claros e arenitos muito finos a finos amarelados que afloram naquela área (Jardim de Sá *et al.*, 2008).

A Formação Calumbi está distribuída ao longo de 17 km numa faixa estreita e em contato discordante (discordância pré-Calumbi) sobre rochas carbonáticas da Formação Cotinguiba ou sobre rochas mais antigas (Formação Riachuelo) (Souza-Lima, 2001). As rochas argilosas são o litotipo que predomina na Formação Calumbi, representadas principalmente por argilitos maciços e folhelhos. Localmente, tais rochas apresentam nódulos bastante cimentados, de origem diagenética, e pequeno conteúdo de pirita (Jardim de Sá *et al.*, 2008). É comum a interdigitação quase cíclica entre argilitos e siltitos, em níveis delgados centimétricos a milimétricos, associados, no mesmo contexto, a arenitos maciços ou estratificados, com dobras convolutas ou exibindo estruturas de fluidificação, marcas de sobrecarga e turboglifos (Souza-Lima, 2001).

Os sistemas deposicionais desta unidade foram interpretados por muito tempo exclusivamente como sistemas turbidíticos de talude e de bacia oceânica (Cainelli, 1992; Feijó, 1994). Contudo Souza-Lima (2001; 2003) estudando a seção aflorante, demonstrou a existência de diversos sistemas litorâneos até sistemas turbidíticos originados também sobre a plataforma. A Formação Calumbi foi amostrada em poços ao longo de toda a porção leste, emersa e submersa, da sub-bacia de Sergipe (SBSE), alcançando a região da foz do Rio São Francisco, a partir de onde sua ocorrência fica restrita à zona *offshore*, no centro-sul da sub-bacia de Alagoas (SBAL) (Jardim de Sá *et al.*, 2008). Em função disto a unidade tem despertado grande interesse na indústria, principalmente no que diz respeito ao potencial como reservatório de petróleo. Sua espessura é bastante variável, com nítido espessamento em direção ao oceano, e em geral encontra-se no intervalo de 20 a 2.400 m, localmente alcançando valores ainda maiores, de até cerca de 3.000 m (Fisher *et al.*, 1973; Morelli, 1989) (Fig. 2).

Os afloramentos da Formação Calumbi são escassos, mal preservados, normalmente cobertos por sedimentos pliocênicos ou depósitos recentes e apresentando-se fortemente intemperizados. Isto se deve principalmente a sua constituição litológica, com predomínio de folhelhos e outras rochas friáveis de granulação fina. O relevo é constituído por colinas baixas, cobertas de vegetação, distribuídas ao redor de amplos estuários dos rios Sergipe e Cotinguiba ou de canais de mangue (Souza-Lima, 2001; Jardim de Sá *et al.*, 2008; Figueiredo, 2014; ANP, 2018).

A porção sul da bacia apresenta maior potencial de preservação de afloramentos da Formação Calumbi, onde são identificadas com frequência intercalações decamétricas de pelitos e arenitos grossos. Estratificações cruzadas de baixo ângulo organizados em séries centimétricas, associadas a estratos decimétricos e sub-decimétricos, contendo marcas onduladas uni e bidirecionais são observadas nas camadas de arenitos. Esses depósitos foram interpretados como relacionados a sistemas de plataforma interna a externa, de constituição argilo-siltosa, com barras *offshore* de retrabalhamento por correntes de depósitos *onshore* em períodos de rebaixamento do nível do mar (Souza-Lima, 2001) (Jardim de Sá *et al.*, 2008).

O Campo Cidade de Aracaju

O campo Cidade de Aracaju está localizado na bacia sedimentar de Sergipe-Alagoas, 5 km a oeste da cidade de Aracaju, em perímetro urbano, no município de São Cristovão-SE. Do ponto de vista geológico esta área é denominada de Baixo Regional de Divina Pastora, na porção noroeste do Canyon de Ilha Pequena, de idade neocretácea.

De acordo com Jardim de Sá *et al.*, (2008), o plano de desenvolvimento aprovado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP (2011) e o sumário executivo do campo cidade de Aracaju -ANP (2016). Foram descobertos e perfurados nessa área 9 poços, cuja produção acumulou 24 mil m³ (151 mil barris) de óleo e 589 mil m³ de gás até 1997. A profundidade média da acumulação é de 560 m. O volume original *in situ*, estimado pela antiga concessionária (PETROBRAS) é de 238 mil m³ (1,5 milhão de barris) de óleo e 3,346 milhões de m³ de gás. O campo é produtor de óleo de 30° API. Os principais reservatórios do campo são os arenitos turbidíticos campanianos da Formação Calumbi, com porosidade variando entre 9,2% e 32% e 30 mD de permeabilidade. O traçamento da acumulação é do tipo estratigráfico, constituído por lentes de arenito imersos na seção pelítica desta formação. Os turbiditos dessa formação foram depositados em ambiente marinho profundo (talude), durante o Campaniano.

METODOLOGIA

O método de trabalho envolveu a integração e comparação entre informações de campo e dados de subsuperfície, e foi dividido em três etapas:

A etapa I. De subsuperfície foram adquiridos dados paleontológicos (Koutsoukos, 1989; Souza-Lima, 2001), dados geofísicos de 15 linhas sísmicas 2D *post Stack* (Fonte: Progeologia/UFS -ANP), dados de produção e completação, dados de 7 perfis de poços do campo Cidade de Aracaju (Fonte: ENGEPET), dados geológicos, estruturais de seções sísmicas (Cruz, 2008, Jardim de Sá *et al.*, 2008).

A etapa II consistiu no processamento de dados de subsuperfície de sísmica 2D, cujo objetivo foi a compreensão estrutural e estratigráfica da área com o *Software PETREL-2016* da *Schlumberger*. No total 21 poços foram incluídos nas interpretações e agrupados nas categorias: “poços de correlação lateral e paleontológica”, denominados “SE”, e “poços associados com o campo Cidade de Aracaju”, denominados “CA” (Fonte: ENGEPET, ANP-BDEP). Foi realizada reconstrução total do histórico da produção de óleo, gás e água do campo e por poço. Para os cálculos de petrofísica e avaliação de perfil foi utilizado o *Software Interactive Petrophysics (IP) 4.4* da *Lloyd's Register*. Com intuito de “amarrar” as interpretações sísmicas, foi gerada uma curva de tempo contra profundidade com base em dados do perfil Sônico (DT) e velocidade de reposição (Vr), fazendo uma correção das velocidades (Box & Lowrey, 2003). Foram aplicados atributos sísmicos que auxiliaram numa melhor interpretação estrutural, como: *3D Edge Enhancement*, *RMS Amplitude (iterative)*, *Remove Bias*, *Time Gain*, *Structural Smoothing* e *tecVa* (Bulhões & Nogueira de Amorim, 2005). Uma análise do intervalo de interesse foi feita do ponto de vista da resposta sísmica (impedância e sismograma sintético) para estimar o origem da resposta sísmica e determinar a relevância dos refletores. O sismograma sintético foi obtido da informação dos perfis Sônico e Densidade dos poços do campo, foram calculados os coeficientes de reflexão e a função de refletividade obtida foi convolvida com uma *wavelet* que foi extraída do

dado sísmico. A análise de correlação lateral foi feita baseada em dados paleontológicos para os poços e afloramentos para o intervalo campaniano na região de estudo.

A etapa III consistiu na integração dos dados de superfície e subsuperfície e a seleção do afloramento mais adequado que apresentará uma conexão com o campo, com o auxílio do software *PETREL-2016* da *Schlumberger*. Por meio da interpretação sísmica e de correlações laterais de poços foi identificada a conexão entre os 48 afloramentos identificados por Koutsoukos (1989), os 28 afloramentos de Souza-Lima (2001) e os 8 afloramentos de Figueiredo (2014) com o campo Cidade de Aracaju levando em conta o contexto regional tectônico da região. O afloramento com uma maior afinidade (espaço e tempo), espessura e tamanho do afloramento e conectividade identificada na sísmica com o campo foi selecionado. Do afloramento foram adquiridos seus dados petrofísicos (Figueiredo, 2014) e novos dados de um perfil vertical combinado com dados de raios gama da mesma localidade de Figueiredo (2014). O perfil vertical foi descrito de acordo com o método proposto por Miall (1977), em que cada variação vertical de fácies é anotada em conjunto com a espessura da camada de rocha do afloramento. Para obtenção dos dados de raios gama, foi utilizado um gamaespectrômetro de mão (modelo RS-125 Super SPEC - *Radiation Solution Inc.*). A cada 0.2 m do perfil e sempre que havia mudança de granulação da rocha era feito um conjunto de três medidas apontado o aparelho para a rocha durante 60 segundos, sendo registrados os conteúdos de urânio (U) e tório (Th) em partes por milhão, e o teor de potássio (K) em percentagem. Os dados foram processados e representados em gráficos de forma similar a perfis de poço, onde picos de maior ou menor radioatividade representam níveis argilosos e arenosos, respectivamente. Esses gráficos foram relacionados com fotos e perfis estratigráficos do afloramento. Para facilitar a comparação das seções medidas com os registros do poço, os dados foram transformados em unidades API pelos multiplicadores: $API=16K+8U+4Th$ (Ellis, 1987).

A fim de correlacionar o afloramento com os dados de subsuperfície do campo Cidade de Aracaju, optou-se pela comparação da curva de raios gama obtida no perfil deste trabalho, com os dados em subsuperfície do campo. Para avaliar a correlação foi gerado um pseudo poço no software *PETREL-2016* da *Schlumberger* e foram carregados os dados de gamaespectrometria coletados no afloramento para cada espessura e litologia, a correlação lateral foi feita com a ferramenta para correlação de perfis petrofísicos de poço *Ghost* do software *PETREL-2016*.

RESULTADOS

1. Análise sísmica e de dados bioestratigráficos.

A avaliação sísmica feita por meio do sismograma sintético mostrou que os refletores com melhor resposta (*Bright spots*) no intervalo de interesse (0-1100 ms TWT) correspondem aos arenitos da Formação Calumbi, que apresentam valores maiores de velocidade no perfil sônico e maiores densidades. Este padrão foi identificado nas linhas sísmicas e permitiu a verificação da continuidade lateral das camadas de arenito de maior espessura (Fig. 3).

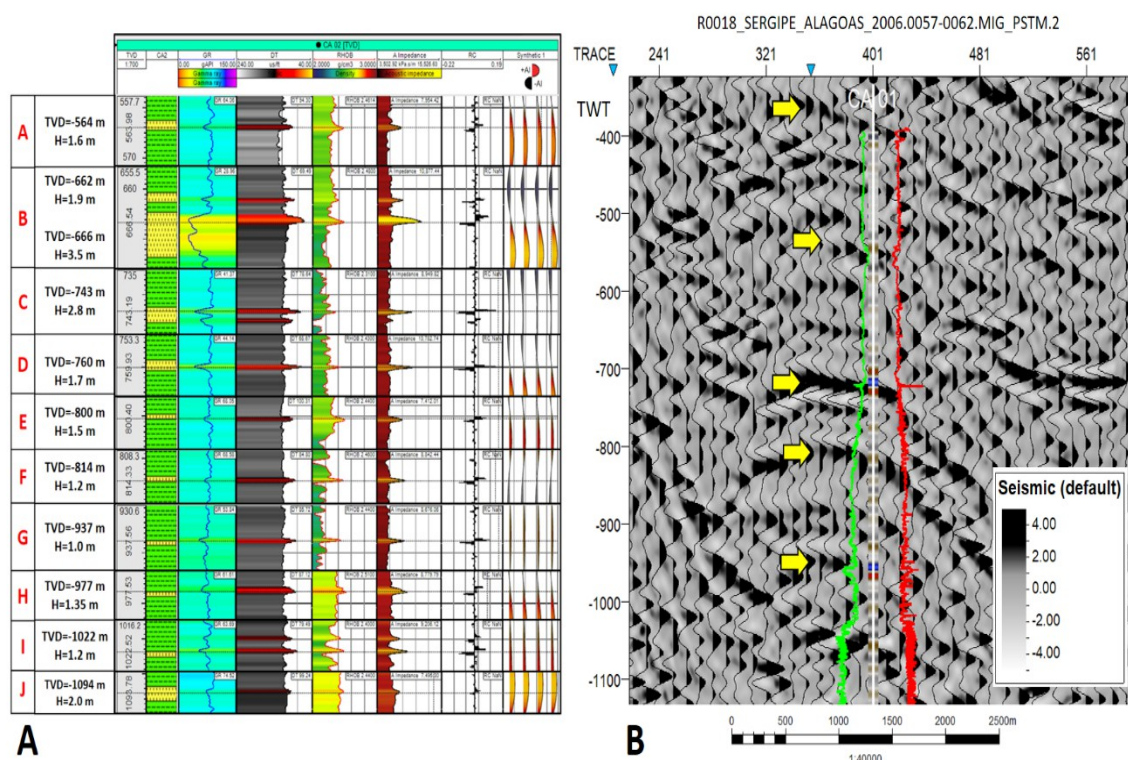


Figura 3. (A) A avaliação e caracterização da resposta sísmica (impedância, coeficientes de reflexão e padrão de resposta do sismograma sintético) dos arenitos da Formação Calumbi com dados de perfis Sônico e Densidade do poço CA 02 que tem um intervalo de 1006 metros de espessura da Formação Calumbi. (B) Linha sísmica 2D número 0057-0062 no intervalo de interesse de 0-1100 milissegundos TWT que corresponde aos arenitos de Formação Calumbi, linha vermelha corresponde ao dado do perfil gama e linha verde ao perfil de Densidade (direção reversa para melhor visualização) do poço CA 01, no eixo do poço (linha branca) se pode observar a correlação da resposta do sismograma sintético e da sísmica, as setas amarelas indicam as respostas mais expressivas dos arenitos na linha sísmica.

A análise de seções sísmicas do campo Cidade de Aracaju permitiu a correlação em ângulo de mergulho suave entre a rocha reservatório da Formação Calumbi e o afloramento M-17 (UTM: 8799576.45N/ 707381.37E) da região de Nossa Senhora do Socorro, separados por falhas entre intervalos inferiores como o melhor afloramento para caracterização com gamaespectrometria (**Fig. 4**).

Dados de correlação estratigráfica de Figueiredo (2014) e dados bioestratigráficos de Souza-Lima (2001) e Koutsoukos (1989) permitiram posicionar o afloramento em questão no intervalo do Campaniano inferior ao superior por proximidade (480 m ao sul, na direção onde a formação Calumbi torna-se mais espessa) com os afloramentos Taissoca 1 e 2 (UTM: 8800350N/ 707300E) e (UTM: 8800250N/ 707400E), situados 8 km a norte do campo Cidade de Aracaju, interpretados por Souza-Lima (2001) neste intervalo.

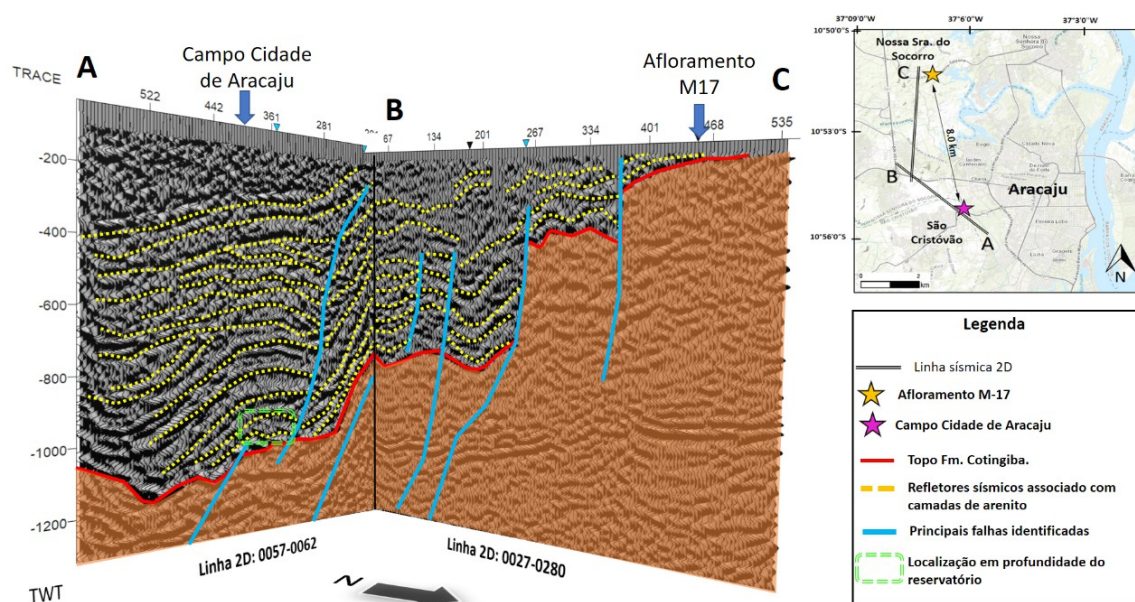


Figura 4. Interpretação e correlação de dados sísmicos entre o campo Cidade de Aracaju e o afloramento M-17 da região de Nossa Senhora do Socorro.

Os dados bioestratigráficos do campo Cidade de Aracaju permitiram identificar o intervalo Campaniano na zona do reservatório, e os dados bioestratigráficos dos poços SE-04 e SE-10 de Koutsoukos (1989) permitiram confirmar a existência de continuidade lateral do intervalo Campaniano na zona do reservatório do campo Cidade de Aracaju e dos afloramentos. A paleogeografia e sistemas deposicionais para os afloramentos: Sobrado 1 e 3, Tabocas 3 e, Taissoca 1 e 2 e parte superior de Calumbi 3, interpretados por Souza-Lima (2001) como arenitos de plataforma em ambiente nerítico médio a profundo com grande continuidade lateral, permitiram estabelecer a continuidade e conexão do reservatório e o afloramento (Fig. 5).

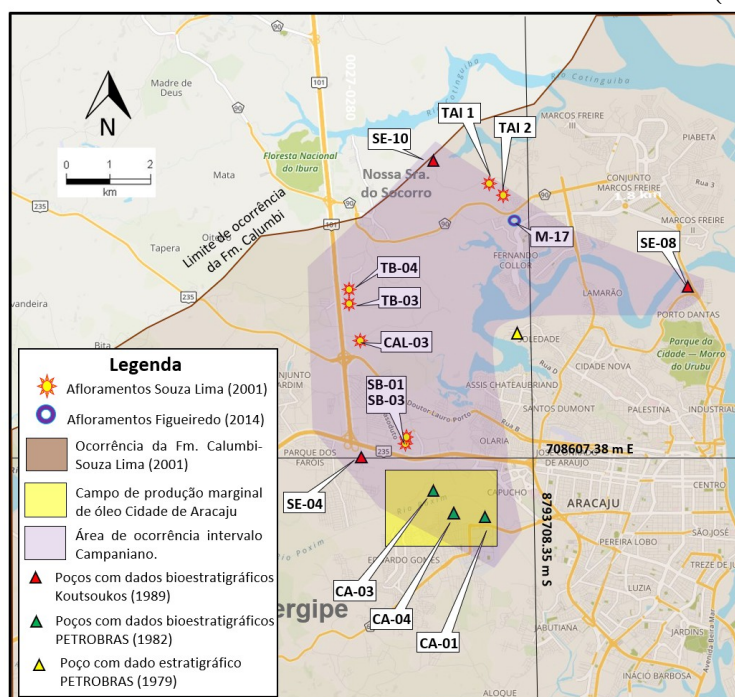


Figura 5. Mapa de pontos identificados de ocorrência do intervalo Campaniano inferior ao superior da Formação Calumbi.

2. Análise de dados de afloramento

O afloramento M-17 foi escolhido para medição da gamaespectrometria por apresentar maior espessura dentre todos afloramentos conhecidos da Formação Calumbi, com cerca de 12 m e por apresentar continuidade lateral com o campo Cidade de Aracaju em subsuperfície com os refletores de arenitos avaliados a partir do sismograma sintético (**Fig. 4**). Em função da presença de solo superficial e vegetação foram abertas cavas para sua remoção ao longo do perfil todo para que pudesse ser realizada análise de fácies, assim como a medição de gamaespectrometria (**Fig. 6**).

Da base para o topo foram identificadas ao longo dos trechos A e B da seção (**Fig. 6**) fácies de pelitos maciços (pm) e pelitos laminados (pl), intercalados decimetricamente com camadas de arenito que variam entre 20 cm e 40 cm. Estas camadas são compostas por em sua maioria por fácies de arenitos maciços (Am) com geometria tabular de continuidade lateral de algumas dezenas de metros. Da porção intermediária da seção para o topo as camadas de arenito intercalam-se com siltitos arenosos laminados (Sl) de forma sub-decimétrica. Esta organização geométrica fica mais abundante para o topo quando ocorrem fácies de arenito com ripples (Acr) e arenitos com laminação cruzada (Alc). No último intervalo da seção (D) foram identificados icnofósseis com e sem preservação do molde interno junto a fácies de arenito maciço. Alguns apresentam condutos preservados de 0,2 até 0,5 cm de largura e continuidade de até 4 cm. Os condutos preservados são em sua maioria sub-horizontais e contínuos. Alguns raros, preservam formas em “Y”. Estes foram interpretados como do gênero *Thalassinoides nodulares*.

A presença de uma sucessão de fácies rítmica, aparentemente agradacional, que alterna arenitos e pelitos maciços e laminados sugere um paleoambiente com pouca ação de correntes ou abaixo do nível de atuação de ondas. A identificação de marcas onduladas e de laminação cruzada em arenitos do topo da sucessão pode indicar ação de correntes de fundo associada a orbitais de onda. A geometria tabular dos arenitos sobrepostos a pelitos pode indicar a alternância entre processos de decantação de lama e tração de areia. Neste sentido poderiam ser geradas formas de leito pequenas, decimétricas e subdecimétricas, onde indivíduos de corpos moles, que poderiam escavar e formar peletes de lama que serviram para proteção da parede das cavidades, aparentemente abaixo do nível de ação de ondas. Os dados de icnofáceis sugerem que estes indivíduos podem ocorrer tanto em ambientes de *shoreface* como de *offshore*.

A partir destes dados é possível interpretar que a associação de fácies descrita na seção é sugestiva de um paleoambiente compatível com depósitos sedimentares marinhos de plataforma marinha entre o *shoreface* e o *offshore*.

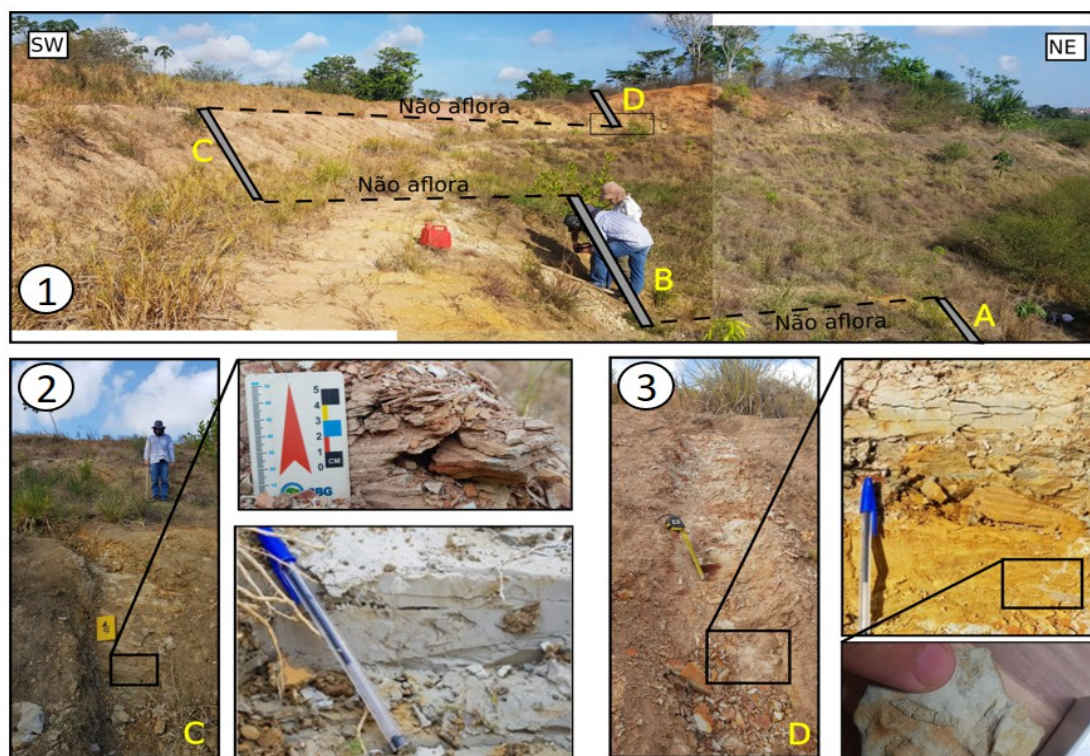


Figura 6a. (1) Aspecto geral do afloramento M-17, com destaque para posição onde foi levantada a seção; (2) Detalhe da seção levantada (intervalo C), onde foram identificadas fácies de pelitos maciços (pm) e pelitos laminados (pl), intercaladas de forma decimétrica com camadas de arenito; (3) Detalhe da seção levantada (intervalo D), destacando contato entre camada de arenito amarelado fino maciço na base e pelito cinza esverdeado no topo. Logo abaixo (canto direito inferior) detalhe de icnofósseis descritos na base do intervalo D da seção junto a fácies de arenito maciço, interpretados como gênero *Thalassinoides nodulares*.

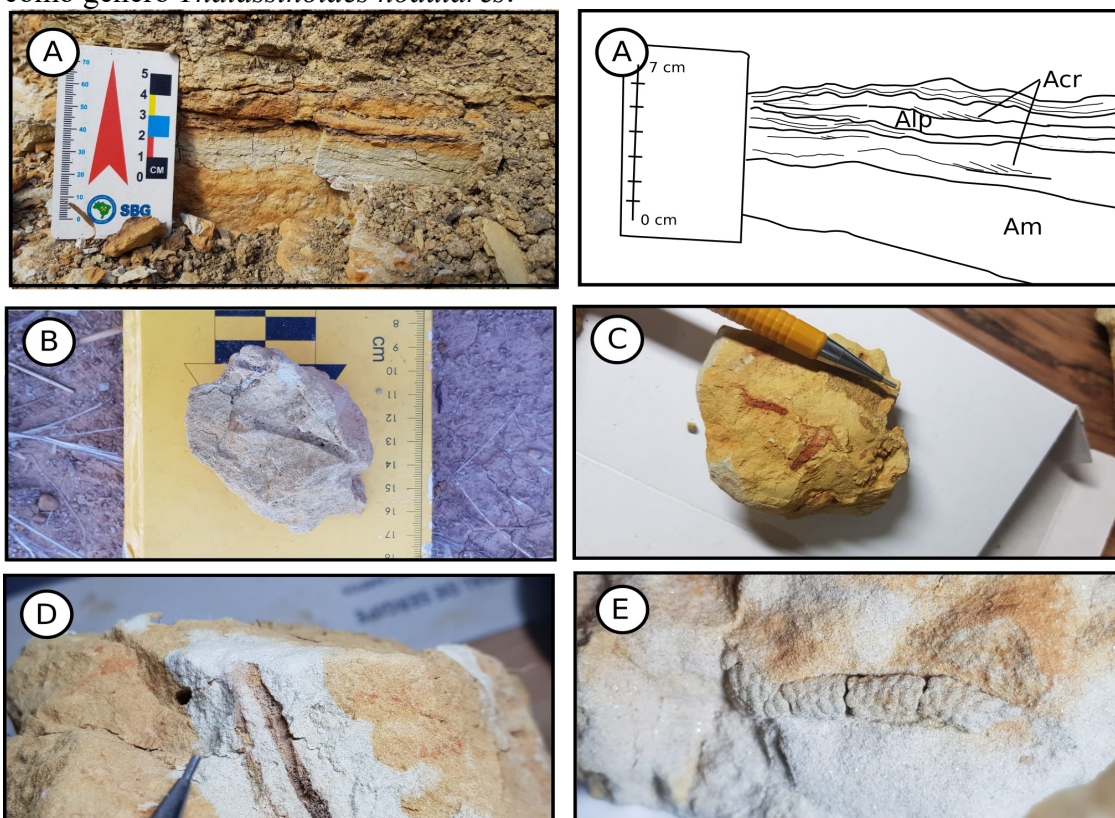


Figura 6b. (A) Detalhe e interpretação das facies na base do intervalo D da secção. Nota-se da base para o topo transição entre arenitos maciços (Am) com geometria tabular de continuidade lateral, passando para o topo siltitos arenosos laminados (Sl) de forma sub-decimétrica, e para arenitos com *ripples* (Acr) e arenitos com laminação cruzada (Alp). (B) Detalhe do molde interno junto a fácies de arenito maciço de icnofóssil com preservação e preservam formas em “Y”. (C) Arenito siltoso com icnofósseis (?) (D) Detalhe do molde interno junto a fácies de arenito maciço de icnofóssil e condutos preservados de 0,2 até 0,5 cm de largura e continuidade de até 4 cm. (E) Detalhe da icnofacies *Thalassinoides nodulares*.

Foram realizadas medições de gamaespectrometria em 38 pontos ao longo da seção estratigráfica, do afloramento, um ponto a cada 0,20 m. Para a análise dos resultados, foram elaborados gráficos de dispersão entre as medidas dos dados em concentrações (ppm) e em contagens por minuto (cpm) das variáveis CT, K, U e Th para determinar a precisão das leituras. A partir da análise dos gráficos, nota-se que os índices de correlação não apresentam uma dispersão significativa dos pontos e foram considerados satisfatórios ($R^2 > 0.9$), o qual indica que o equipamento está adequadamente calibrado e que, portanto, pode-se realizar a comparação do perfil gamaespectrométrico com o perfil estratigráfico do afloramento M-17 (**Fig. 7**).

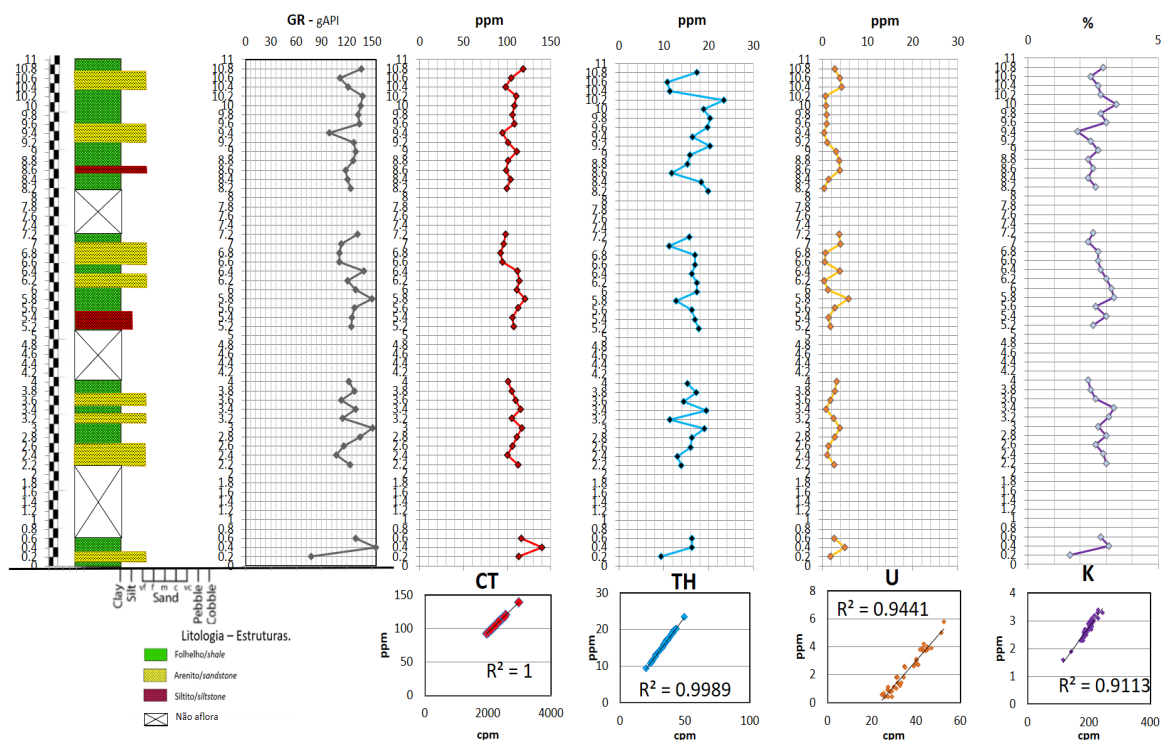


Figura 7. Comparação entre perfil litoestratigráfico (esquerda) e gamaspectrométrico (direita) do afloramento M-17. Em baixo gráficos de correlação e dispersão de dados em concentrações (PPM) e contagens por minuto (cpm).

A contagem total (CT) mostrou maior concentração de altas medidas nas concentrações de sedimento mais finos (folhelhos). Nas demais litologias, as medidas de CT mais baixas são referentes às litologias de granulometria mais grossa, como areias. O conteúdo médio dos elementos K, Th e U para rochas sedimentares indica concentrações compatíveis com arenitos e folhelhos. A curva de (U) nos pontos medidos a: 0,4, 3, 5,8, 6,4, 7, 8,8 e 10,4 metros, mostrou níveis estratigráficos que estariam relacionados a intervalos de preservação de matéria orgânica por deposição e

consequente redução de oxigênio que é propício para a retenção de urânio. A curva de (Th) e K mostrou que as medidas são mais altas nas partes com sedimentos mais finos e mais baixas nas áreas mais arenosas. Porém, algumas medições do (Th) (dado a: 10.2 m) atingem a média típica de argilitos / folhelhos e nenhuma medida atinge a média típica de arenitos puros nas concentrações médias dos elementos radioativos em rochas sedimentares (Mares *et al.*, 1984), o que leva-se a concluir que tratam-se no caso das camadas identificadas como arenitos sejam arenitos argilosos, com variação na quantidade de argila presente em cada um deles. Quanto às medidas de K, quase todas as respostas foram altas (variando de 1,7% a 3,5%), o que pode indicar não só a presença de sedimentos finos, mas também a presença de potássio nos arenitos, indicando alta concentração de k-feldspato nos mesmos.

Houve coerência das respostas gamaespectrométricas medidas e esperadas para cada camada e litotipo, onde é possível notar com clareza a diminuição das intensidades nas camadas arenosas. Pode-se dizer que os dados de gamaespectrometria são representativas do empilhamento sedimentar do afloramento.

Foi selecionado o poço CA-04 (por ser um poço vertical que atinge o reservatório é ter o intervalo de idade neocampaniana identificado) para a correlação afloramento-campo, o pseudo-poço com perfil de raios gama ajustado com as respostas da gamaespectrometria do afloramento mostrou uma boa correlação com as litologias e respostas identificadas no poço CA-04 para o perfil de raios gama a uma profundidade no intervalo de 539.5-550.5 m TVD (*True vertical Depth*). Estes dados sugerem a probabilidade da existência de extensão lateral com variabilidade vertical dos corpos arenosos (Fig. 8).

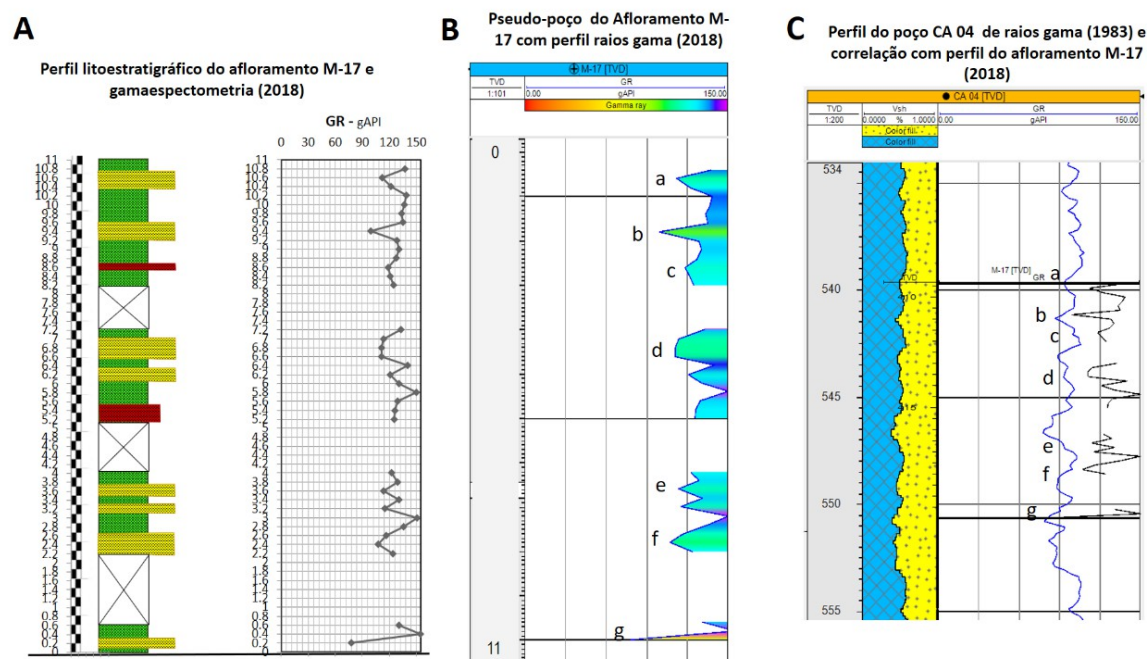


Figura 8. (A) Perfil litoestratigráfico e gamaspectrometria do afloramento M-17. (B) Perfil de raios gama do afloramento M-17 como pseudo-poço gerado no software PETREL, indicação de pontos de correlação com letras da “a” até a letra “g”. (C) Correlação com perfil de raios gama do afloramento M-17 (Linha preta) com os dados de raios gama (linha azul) do poço CA-04, diante a ferramenta *ghost curve* do software PETREL para correlação de perfis petrofísicos de poço. As letras indicam a coerência das respostas na correlação esperadas para cada litologia.

Análise de dados de poços

A análise de dados de poços e de outros trabalhos permitiu interpretar o alto teor de quartzo nos arenitos, sua porosidade e permeabilidade. Segundo Figueiredo (2014) em sua avaliação petrográfica dos afloramentos, os arenitos são compostos por grãos de quartzo monocristalino (82-94%), microfósseis carbonáticos (6-18%), muscovita (1-2%) e raros feldspatos. Além disso mostraram porosidade de 25% e 1500 mD de permeabilidade, que em termos gerais podem ser catalogados como excelentes.

A partir destes dados pode-se inferir relação direta da espessura das camadas de arenito com a presença de porosidade, uma vez que as camadas menos espessas apresentam-se completamente cimentadas por cimento carbonático, e as camadas mais espessas foram menos susceptíveis à cimentação (Figueiredo, 2014).

Análise e interpretação de dados sísmicos – Reservatório

A partir das avaliações das seções sísmicas 2D, dados bibliográficos de interpretações de outros autores na área de estudo (tectônica, sísmicas e correlação de poços), e correlação dos poços do campo Cidade de Aracaju foi possível identificar o intervalo de rochas reservatório dentro do campo estruturado em um monoclinal (**Fig.9**).

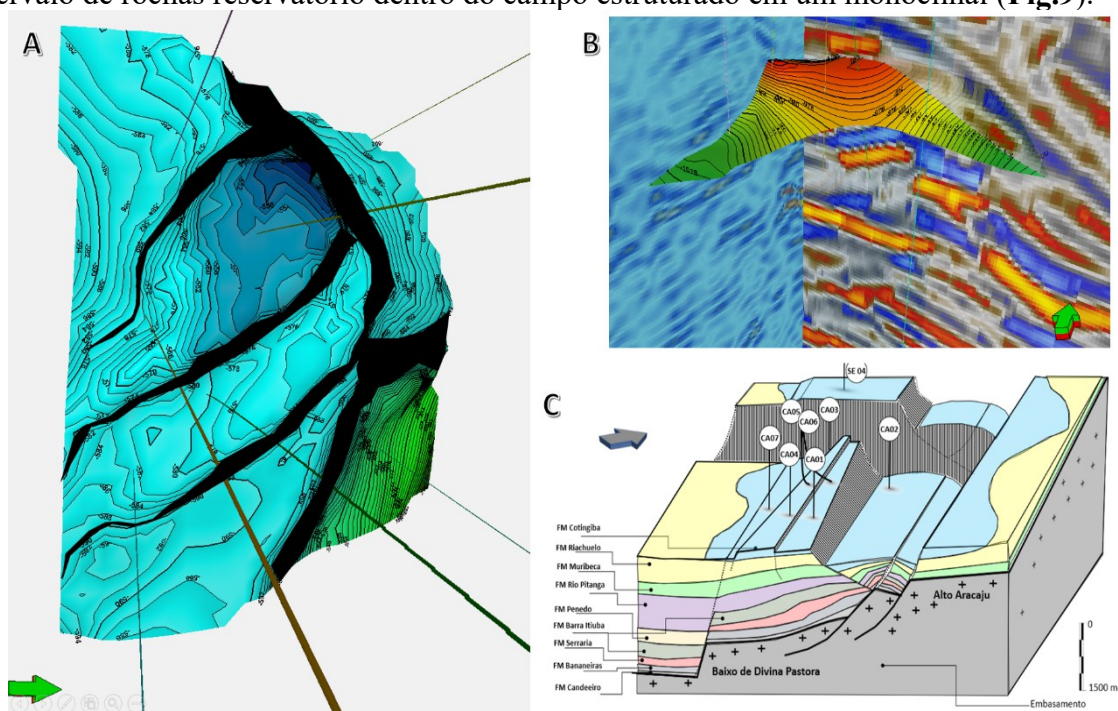


Figura 9 – (A) Integração e interpretação de dados do campo Cidade de Aracaju. Detalhe em profundidade 3D de isópacas do topo do reservatório: CA05-04 em estrutura monoclinal e identificação de falhas associadas. (B) Identificação topo do reservatório com atributo sísmico *RMS Amplitude (iterative)* e *Structural Smoothing*. (C) Bloco esquema de integração de dados e interpretação da área de estudo na profundidade da base da Fm. Calumbi.

A integração de dados de interpretação sísmica, dados do afloramento, dados de produção, dados petrofísicos e correlação lateral de poço permitiu identificar as razões pelas quais os poços CA-02, CA-03 e CA-07 não apresentaram produção de óleo, isso devido à descontinuidade lateral promovida por falhas que isolaram parte da camada em blocos diferentes (**Fig. 8C**). No caso dos poços CA-01, CA-04, CA-05 e CA-06 a integração de dados sísmicos e de afloramento permitiu identificar a continuidade

lateral das camadas com variação de espessura e as características de produção e propriedades dos reservatórios.

3. *Análise e interpretação do sistema deposicional dos reservatórios do campo Cidade de Aracaju.*

Com base na evidência de bioestratigrafia e de correlação de gamaespectometria entre o afloramento M-17 e o campo Cidade de Aracaju, a interpretação do sistema deposicional foi de corpos de areia incisos alongados *offshore*, com areias retrabalhadas correntes de fundo e pouca ação de ondas, de forma análoga ao descrito por Conybeare (1976). A possível geometria da barra foi determinada em função dos dados de poço e da correlação lateral e nos trabalhos de caracterização de afloramentos análogos para o sistema deposicional proposto (**Fig. 10**).

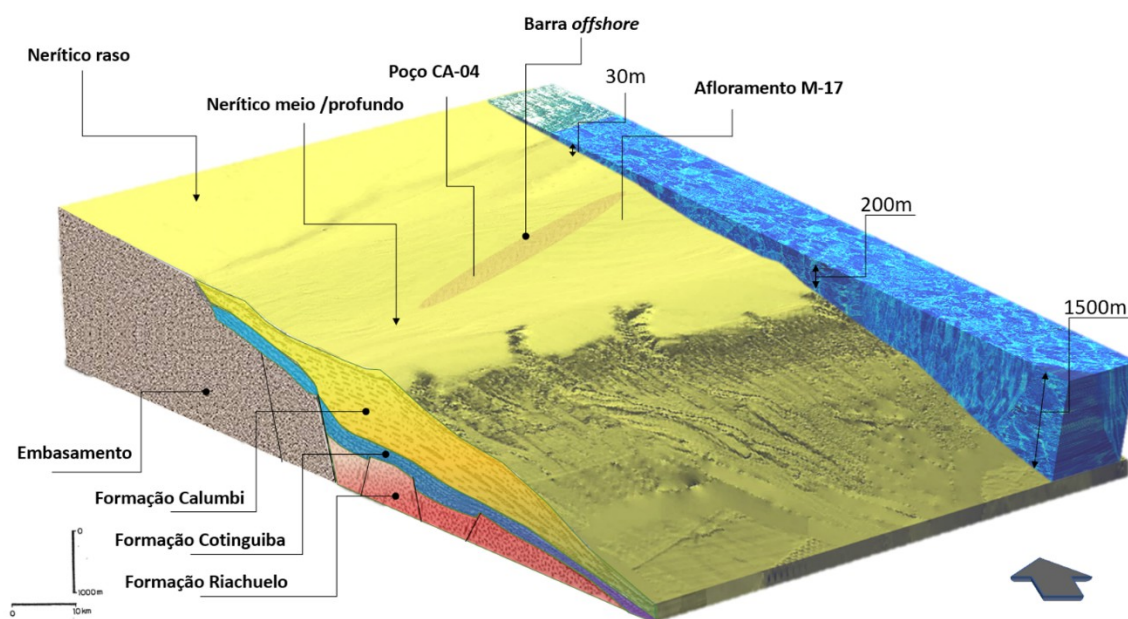


Figura 10. Bloco diagrama modificado da reconstrução paleogeográfica e zonas paleobatimétricas da idade Santoniano – Campaniano da área de estudo de Koutsoukos (1989), indicando a orientação da barra offshore e a correlação entre o campo Cidade de Aracaju (poço: CA-04) e o afloramento M-17.

O campo Cidade de Aracaju mostra características compatíveis com as descritas por Conybeare (1976), como o tamanho e distribuição de grãos de areia, extremos laterais que apresentam adelgaçamento por intercalação com argilito, cimentação com redução de porosidade e permeabilidade de camadas menos espessas e excelentes propriedades petrofísicas.

DISCUSSÃO

Paleoambiente da Formação Calumbi no Campo Cidade de Aracaju

Trabalhos de maior detalhe (Koutsoukos 1989; Souza-Lima, 2001; e Figueiredo, 2014) interpretam afloramentos da Formação Calumbi na região de Nossa Senhora do Socorro e Aracaju, como um ambiente plataformal, de sedimentação da Formação Calumbi no Cretáceo superior.

Segundo Souza-Lima (2001) estes afloramentos (Taissoca 1 e 2), podem ser interpretados como uma plataforma marinha, com batimetrias variando de nerítico

médio a profundo. A presença de arenitos com geometria tabular sugere possivelmente barras *offshore* alongadas, interpretadas a partir do retrabalhamento sedimentar por ondas de tempo bom e de tempestade. A análise de microfósseis dos afloramentos posiciona esta seção em zonas com idades compatíveis a neocampanianas. O gênero *Thalassinoides nodulares* identificado neste trabalho corrobora este paleoambiente. Outros trabalhos como Farias (2007) interpretam dados do afloramento (PqF-02, UTM: 8793995.5N/704097.7E) no vale de Divina Pastora (área ao sudoeste da cidade de Aracaju – no entroncamento entre a BR-101 e a BR-235) como frente deltaica e pro-delta com arenitos associados a depósitos de barras de desembocadura ou em níveis arenosos retrabalhados por ondas na plataforma interna a traves de um levantamento estratigráfico e posicionamento bioestratigráfico baseado em microfósseis, nanofósseis e palinórfos posicionado no Campaniano superior. A interpretação do afloramento de Farias (2007) pela sua posição geográfica de proximidade em relação ao campo Cidade de Aracaju (2.5 km) o ângulo de mergulho das camadas (10° para S/SE) e a idade do afloramento posicionado no Campaniano superior, colocam os dados do afloramento em uma posição estratigráfica acima dos dados do campo cidade de Aracaju que correspondem a zonas da porção basal do Campaniano (neocampaniano) perto do contato com a Formação Cotinguiba. Além disso, a interpretação da linha sísmica 2D (0057-0062) que atravessa o campo e o afloramento de Farias (2007) confirma sua incompatibilidade por sua posição estratigráfica afastada verticalmente da zona da profundidade do reservatório.

Dados bioestratigráficos de amostras de calha e de testemunhos de rocha interpretados por Koutsoukos (1989) para os poços: SE-10 (área do afloramento M-17 e Taissoca 1 e 2), SE-04 (área campo Cidade de Aracaju) e SE-08 (possível correlação lateral ao norte do campo) confirmam a existência do intervalo neocampaniano nos 3 poços. A continuidade identificada na sísmica sugere a possibilidade de correlação lateral em espaço (continuidade geográfica) e tempo geológico entre o afloramento estudado e os poços interpretados também como uma plataforma marinha com variação batimétrica de nerítico médio a profundo.

Segundo Conybeare (1976), sequências de transgressão marinha como as do presente trabalho mostram nas bordas das barras *offshore* do Cretáceo inferior até o Mioceno padrão de cone invertido nos perfis de raios gama e de resistividade. Esse padrão foi observado em poços de borda em: *Draw Oil Field -Wyoming, Salt Creek-Teapot Oil Field-Wyoming, Bisti Oil Field -New Mexico e Hardin Oil Field – Texas*. No campo Cidade de Aracaju é possível identificar esse padrão nos poços CA-01 e CA-06. O baixo teor de argila observado através da análise petrofísica de *crossplot* dos perfis de poço densidade *versus* neutrão para análise do intervalo do reservatório no poço CA-04, apresenta características de um corpo maciço de arenito de maior espessura com menor conteúdo de finos que pode ser interpretado por sua compatibilidade com dados de campos análogos (e.g. *Wakita Trend*, em *Oklahoma*) como eixo da barra.

Dados de campos petrolíferos de depósitos de barras *offshore* preservam trapas estratigráficas, com algum controle estrutural Conybeare (1976). Campos análogos como *Wakita Trend*, em *Oklahoma* – Estados Unidos foi interpretado como uma sequência de corpos de arenito paralelos a linha de costa dispostos como barras *offshore* que apresentam uma espessura de até 15 metros, 50 km de comprimento e até 3 km de largura. Os arenitos são finos a muito finos, e nos extremos laterais as barras apresentam adelgaçamento por intercalação com argilito. Nas laterais as barras apresentam intercalações com argilitos e no centro formam um corpo maciço de arenito. As barras têm um teor quartzoso alto (98%) com grãos sub-angulosos. Os arenitos têm excelentes propriedades petrofísicas com média de porosidade e permeabilidade de 27% e 2.200 millidarys, respectivamente. A partir do que foi observado em campos análogos com produção de óleo a partir de barras *offshore*, é possível inferir que o campo Cidade de

Aracaju tenha sido formado no mesmo contexto por ter características e padrões que fazem maior a probabilidade de compatibilidade no sistema deposicional.

Modelos de sedimentação de barras offshore

A origem da formação de barras *offshore* em ambientes marinhos é muito discutível. Segundo Swift e Rice (1984) o movimento das falhas geram altos estruturais no fundo da plataforma, os quais favoreceram a acumulação de areia pela ação das correntes de fundo. Outra maneira para sua formação é através da subida do nível do mar, que condiciona seu acúmulo no fundo de escarpas de falha pela modificação da posição em que o orbital de onda interage com o fundo marinho (Horne & Inden, 2005). Hutsky & Fielding (2016), propõem um modelo alternativo para a formação de barras *offshore*. A presença de camadas de arenito com superfícies basais irregulares parcialmente a totalmente recobertas por pelitos sugere que tenham sido formadas durante eventos erosivos em períodos de regressão forçada da linha de costa, seguido por eventos transgressivos onde haveria maior espaço e disponibilidade de sedimentos finos para deposição. De forma concomitante em períodos com desenvolvimento de tratos transgressivos teriam se formado regiões alongadas, paralelas à paleolinha de costa, suscetíveis a ondas de tempestade, o que explicaria a remobilização de sedimentos transportados em direção ao fundo em regiões de alta acomodação.

Entretanto, segundo Parker Gay (2008) barras *offshore* não são formadas exclusivamente por processos sedimentares. Através de estudos em depósitos desta natureza na Bacia *Powder River* o autor verificou correlação sistemática entre a direção das falhas e dos depósitos arenosos, que são dispostos de forma paralela, o que sugere forte controle estrutural para sua preservação. Esse modelo é condizente com o padrão de preservação observado a partir dos poços CA-01, CA-04, CA-05, CA-06 e CA-07 do campo Cidade de Aracaju, em que é possível interpretar orientação da barra na direção SW-NE, paralela à linha de falha que atravessa o campo à leste e que coloca o poço CA-02 em outro bloco estrutural mais baixo (Koutsoukos, 1989) (**Fig. 9c**).

Correlação estratigráfica na Formação Calumbi

O pseudo-poço com dados de perfil de raios gama obtido em campo (afloramento M17) foi satisfatoriamente correlacionado com as camadas superiores do intervalo neocampaniano do poço CA-04, localizado na área de estudo. Os dados da correlação do afloramento com o campo sugerem a probabilidade da existência de extensão e continuidade lateral com variabilidade vertical dos corpos arenosos, e pelas características das rochas do afloramento, na provável ocorrência de falhas, estes seriam selantes. Com a identificação da existência de extensão e continuidade lateral das camadas foi possível achar padrões e correlacionar melhor eventos de folhelhos e arenitos dos perfis dos poços produtores, foi possível validar com a correlação lateral os dados de teste de poço (TF) que indicavam reservatórios diferentes para os poços CA-01 e CA-04. A interferência aparente nos dados de produção sugere dois reservatórios com alta permeabilidade e não lentes de arenito individuais isoladas. Existe uma incerteza nesta interpretação devido à falta de dados de pressão de poço que não foram disponibilizados para esta pesquisa e que podem confirmar o padrão observado com a correlação lateral de poço. Mudanças na pressão pela intermitência na produção (abertura ou fechamento de poços) versus tempo permitiriam confirmar com maior grau de certeza esta hipótese ou a existência de falhas ou limites dentro do reservatório (p.ex. Tarek, 2010, Dake, 2013). Além disso é desconhecida a existência de teste de interferência (*Well test*) no campo.

A integração de dados sísmicos na correlação estratigráfica foi fundamental para entender a deformação induzida por falhas normais durante os eventos distensivos da evolução da bacia e o rebaixamento de blocos por falhamento listrico. Um fator que dificultou a correlação entre o campo e o afloramento foi a variação na espessura das camadas arenosas e das superfícies de discordância de ciclos transgressivos-regressivos (eventos de erosão), normalmente associado ao sistema deposicional das barras offshore. Em consequência, o que os resultados sugerem é a existência de continuidade lateral entre o campo e o afloramento, de forma semelhante ao proposto por Hutsky & Fielding (2016) para a Formação Frontier (Bacia Uinta-EUA).

Morelli (1989) realizou uma análise estatística para a Formação Calumbi, utilizando dados de 106 poços perfurados em mar e 74 em terra, e identificou que 75% das camadas arenosas com espessura maior que 1 m são do Cretáceo Superior. A probabilidade de uma perfuração de poço encontrar uma camada de arenito com boas propriedades para reservatório (espessura igual ou maior a 2m e argilosidade menor que 50%) é de 83% para poços perfurados na Formação Calumbi (Morelli, 1989). Quanto à espessura das camadas, 63% têm espessura entre 2 e 5 m (em: 27 poços foram identificadas um total de 74 camadas arenosas do Campaniano), enquanto apenas 1% têm espessura de mais de 20m. Quanto à granulometria, estes arenitos são majoritariamente finos, ocorrendo raras camadas de arenitos grossos, especialmente concentrados na região da Falha de Itaporanga (borda sul da bacia) e Baixo do São Francisco. Estes dados sugerem a probabilidade da existência de grande extensão lateral com variabilidade vertical dos corpos arenosos.

CONCLUSÃO

Um bom afloramento análogo deve conter propriedades litológicas, petrofísicas e interpretações deposicionais que possam ser extraídas para comparação e que sejam condizentes com aquelas do campo a ser comparado. A Formação Calumbi interpretada como sistema deposicional de água funda é um bom exemplo disto.

Neste estudo a comparação de dados baseou-se na litologia, bioestratigrafia, icnofácies, no padrão da curva de raios gama, interpretação sísmica e na comparação com modelos de sedimentação da literatura. Foram identificados no afloramento camadas de arenito com espessura inferior a 1 m, recobertos por pelitos, interpretadas como barras de areia retrabalhadas por correntes de fundo, depositadas em um ambiente marinho raso plataformar durante o Campaniano.

O modelo proposto ajustou-se melhor no bloco estrutural do campo Cidade de Aracaju, onde há poços com produção, e permitiu estabelecer uma melhor delimitação dos limites dos reservatórios. A conexão entre o campo e o afloramento sugere uma continuidade lateral do reservatório, que pode apresentar mudanças em suas propriedades a depender da espessura. Além disso, o controle tectônico permitiu o entendimento do padrão observado nos dados dos poços. Assim, os resultados desse trabalho sugerem que a descrição feita pela ANP para o campo Cidade de Aracaju encontra-se defasada. A ANP descreve lentes de arenitos recobertas por uma seção pelítica, interpretada como produto de correntes turbidez ambientada no talude, com trapeamento da acumulação do tipo estratigráfico. Entretanto não foram encontradas evidências de processos sedimentares de águas profundas ou de ambientes marinhos profundos, apenas processos sedimentares típicos de ambientes plataformais.

REFERÊNCIAS

- Aas, T. E., Basani, R., Howell, J., & Hansen, E. (2014). Forward modelling as a method for predicting the distribution of deep-marine sands: an example from the Peira Cava Sub-basin. *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface.*, 247–269.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de desenvolvimento aprovado Reunião de Diretoria nº 629 de 28/07/2011, Resolução nº664/2011: Campo de Cidade de Aracaju – Rio de Janeiro: ANP.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Reabilitação de Jazida aprovado na Reunião de Diretoria nº 629 de 28/07/2011. Sumário executivo do campo de cidade de Aracaju Contrato de Concessão nº 48610.009275/2005-71– Rio de Janeiro: ANP.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, G. N. (2018, 7 24). Plano de Desenvolvimento Aprovado Reunião de Diretoria nº 629 de 28/07/2011. Retrieved from http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Cidade_de_Aracaju.pdf
- Box, R., & Lowrey, P. (2003). Reconciling sonic logs with check-shot surveys: Stretching synthetic seismograms. *The Leading Edge*, 22(6), 510-517.
- Bulhões, E.M., & Nogueira de Amorim, W. (2005). Princípio da Sismo Camada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA). 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Salvador, Bahia, Brazil, 11-14 September 2005: pp. 1382-1387. <https://doi.org/10.1190/sbgf2005-275>
- Cainelli, C. (1992). Sequence stratigraphy, canyons, and gravity mass-flow deposits in the Piaçabuçu Formation, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil. Austin.: Tese de doutorado, University of Texas, 233 p.
- Conybeare, E. B. (1976). Chapter 3 Barrier and Other Offshore Bars. In E. B. Conybeare, *Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies*, Volume 4 (pp. 141-182). Amsterdam: Elsevier.
- Cruz, L. R. (2008). Caracterização tectono-estratigráfica da sequência transicional na sub-bacia de Sergipe. Tese (Doutorado em Geodinâmica; Geofísica) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- Dake, L. P. (2013). *The Practice of Reservoir Engineering*. Edinburgh: Elsevier.
- Duarte, A. G. (1936). Estado de Sergipe: estudos geológicos. *Relatório Anual do Diretor*, pp.39-57
- Ellis, D. (1987). *Well logging for earth scientists*. New York: Elsevier. 532 p.
- Evans, R., Mory, A.J., Tait, A.M., (2006). An outcrop gamma ray study of the Tumblagooda Sandstone, Western Australia. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 57, 37–59.

Farias, R. M. 2007. Caracterização faciológica da Formação Calumbi em afloramento situado na Borda Nordeste do baixo de Divina Pastora, Sergipe. Universidade Federal de Sergipe e Fundação de Apoio a Pesquisa e Extensão de Sergipe (FAPES), Núcleo de Estudos e Pós-Graduação em Recursos Naturais - NEREN/DEA, Aracaju. Monografia não publicada, 34 pp.

Feijo, F. J. (1994). Bacias de Sergipe e Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, 149-161.

Figueiredo, M. N. (2014). Repositório Institucional da Universidade Federal de Sergipe - RI/UFS. Modelos deposicionais comparados dos reservatórios areníticos santonianos-campanianos da formação Calumbi, bacia Sergipe-Alagoas. Biblioteca digital de teses e dissertações (BDTD) - UFS ciências exatas e da terra: <https://ri.ufs.br/jspui/handle/riufs/5393>.

Fisher, W. L., Gama, E., & Ojeda, H. (1973). Depositional systems of the Piacabucu Formation, Sergipe Basin, Alagoas, Brazil. Aracaju -Sergipe: Sociedade Brasileira de Geologia - Anais do Congresso XXVII.

Horne, John, 2005, personal communication, and consultation with Richard Inden, LSSI, Denver. In S. Parker Gay, Jr. Basement Fault Control of Offshore Cretaceous Sandbars in the Powder River Basin, Wyoming. Adapted from oral presentation at AAPG Rocky Mountain Section Meeting, Snowbird, Utah, October 9, 2007.

Howell, J. A., Martinius, A. W., & Good, T. R. (2014). The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface*. Geological Society, London, Special Publications, 1-25.

Hutsky, A.J. and Fielding, C.R. (2016) The offshore bar revisited: a new depositional model for isolated shallow marine sandstones in the Cretaceous Frontier Formation of the northern Uinta Basin, Utah, USA. *J. Sed. Res.*, 86, 38–58.

Jardim de Sá, E. F., UFRN/FUNPEC/PPGG. (2008). Revisão geológica e reavaliação dos sistemas petrolíferos da Bacia Sergipe-Alagoas. Contrato ANP/UFRN/FUNPEC N 5.059/03-ANP-009.519. Natal: ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Koutsoukos, E. A. (1989). Mid- to late Cretaceous Microbiostratigraphy, Palaeoecology and Palaeogeography of the Sergipe Basin, northeastern Brazil. Plymouth: University of Plymouth. PhD thesis.

Mares, S., Tvrdý, M. (1984). Introduction to applied geophysics. D. Reidel Publishing Company Dordrecht/Boston/Lancaster, 581 p.

Martinius, A.W., Geel, C.R., Arribas, J., 2002. Lithofacies characterization and fluvial sandstones from outcrop gamma-ray logs (Loranaca Basin, Spain): the influence of provenance. *Petroleum Geoscience* 8, 51–62.

Miall, A.D. (1977) Lithofacies Types and Vertical Profile Models in Braided River Deposits: A Summary. In: Miall, A.D., Ed., *Fluvial Sedimentology*, Geological Survey of Canada, Calgary, 597-604.

Morelli, B. (1989). Morelli Benito, 1989: Piacabucu Formation, Calumbi Member, Sergipe-Alagoas Basin; stratigraphic analysis of exploration data. *Boletim de Geociencias da PETROBRAS* 3(1-2): 43-48. Morelli Benito, 1989: Piacabucu Formation, Calumbi Member, *Boletim de Geociencias da PETROBRAS* 3(1-2), 43-48.

Parker Gay, Jr, S. (2007). Basement Fault Control of Offshore Cretaceous Sandbars in the Powder. Article #10142 (2007). AAPG Rocky Mountain Section Meeting. Snowbird, Utah: AAPG.

Paredes, J.M., Giordano, S.R., Valle, M.N., Allard, J.O., (2018). Conference: Spectral gamma-ray logging of cerro ballena anticline, santa cruz province: an outcrop analogue to subsurface characterization and well-log correlation of fluvial sandstone reservoirs. 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, Argentina

Rider, M.H., (1996). *The Geologic Interpretation of Well Logs*, 2nd edition. Gulf Publishing Company, Houston. 280 pp.

Rodrigues de Ceia, M. A., Gonzalez Carrasquilla, A. A., & Menezes Travassos, J. (2012). Using GPR to image a Turbidite Outcrop in Almada Basin, Brazil. *Revista Brasileira de Geofísica*. Vol. 30, 51-62.

Ferreira, F. J. F; Cândido, A. G., Rostirolla, S. P., (2010). Correlação gamaespectrométrica de afloramentos e poços: estudo de caso na Formação Ponta Grossa (Bacia do Paraná, Brasil). *Revista Brasileira de Geofísica (Impresso)*, v. 28, p. 371-396.

Simícek, D., Babek, O., 2015. Spectral gamma-ray logging of the Gr es d'Annot, SE France: an outcrop analogue to geophysical facies mapping and well-log correlation of sand-rich turbidite reservoirs. *Mar. Petroleum Geol.* 60, 1-17.

Souza, L. W. (2001). *Macrofaunas Campanianas e Ambientes Depositionais da Formação Calumbi, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil*. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Programa de Pós-Graduação em Geologia, p 326.

Souza-Lima W. 2003. Sistemas deposicionais da Formação Calumbi, bacia de Sergipe-Alagoas, na região do Alto de Aracaju: os fósseis e as estruturas sedimentares na quebra de um paradigma. In: *Congresso Brasileiro de Paleontologia*, 28, Brasília, SBP, *Boletim de Resumos*, p. 291-292.

Swift, D. J., & Rice, D. D. (1984). Sand bodies on muddy shelves. In R. W. Tillman, & C. T. Siemers, *Siliciclastic shelf sediments* (pp. 43-62). SEPM Society for Sedimentary Geology.

Tarek, A. (2010). *Fundamentals of Reservoir Fluid Flow*. In T. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook* (pp. 331-482). Oxford: Elsevier.

Tomi, R., (2012). Trabalho de Conclusão de Curso: Gamaespectrometria de afloramentos dos municípios de Porto Feliz e Tietê/SP, localizados no Grupo Tubarão, Bacia do Paraná. Departamento de Geologia e Recursos Naturais. Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas. p. 70.

CAPÍTULO IV

CONCLUSÃO

O estudo de afloramento como análogos de reservatórios de hidrocarbonetos mostrou-se uma poderosa ferramenta capaz de melhorar os modelos de reservatórios em sub-superfície, isto por que pode fornecer informações que permitem avaliar de forma qualitativa e quantitativa dimensões e geometrias dos corpos sedimentares, fácies e suas relações espaciais, além das estruturas sedimentares e descontinuidades laterais e verticais em escala sub-sísmica.

Os resultados das publicações estudadas não indicaram tendência de aumento no número de trabalhos de análogos de reservatório de óleo em sub superfície, tampouco aumento na diversidade de aplicações da caracterização de afloramentos como análogos para fins de modelagem. A indústria do petróleo, por sua vez, se destaca pelo crescimento contínuo do número de publicações. Do ponto de vista da fonte de trabalhos pode-se concluir uma forte presença da indústria nas publicações acadêmicas como financiador, colaborador ou fornecedor de dados. A distribuição de publicações por paleoambiente entre 2005 e 2015 mostrou que a caracterização de afloramentos como análogos para interpretação de reservatórios de águas profundas é o mais comum dentre os objetivos de cada publicação, portanto é razoável sugerir a relação direta entre produção científica e o interesse econômico. No que diz respeito ao contexto tectônico é importante notar que estes não são fatores limitantes ou critério de seleção para aplicação de afloramentos na modelagem.

Novas tecnologias de aquisição e processamento de dados assim como os trabalhos focados em modelos sintéticos constituem um novo horizonte de crescimento da metodologia para caracterizar afloramentos como análogos de reservatório. Apesar disso, é possível destacar que as novas tecnologias ainda precisam da interpretação de pessoal treinado com conhecimento e experiência geológica.

Um ponto de partida para selecionar o análogo correto é o entendimento dos dois sistemas (análogo-reservatório), suas configurações, variações e características específicas dos dois sistemas. Não existem no mundo dois

sistemas geológicos idênticos, e não existe um análogo perfeito. Portanto é importante identificar corretamente as semelhanças e diferenças, sendo fundamental fazer uma avaliação e determinação de incertezas e limitações das interpretações. Os análogos de afloramento ajudam na modelagem com a restrição de parâmetros geométricos e de distribuição de fácies para gerar modelos válidos e qualitativamente mais próximos da realidade. Por tanto é importante identificar corretamente as semelhanças e diferenças entre o análogo e o reservatório em sub-superfície que se pretende caracterizar.

Um bom afloramento análogo deve conter propriedades litológicas, petrofísicas e interpretações deposicionais que possam ser extraídas para comparação e que sejam condizentes com aquelas do campo a ser comparado. A Formação Calumbi interpretada como sistema deposicional de água funda é um bom exemplo disto. Os resultados aqui apresentados sugerem um modelo deposicional de barras arenosas retrabalhadas por correntes de fundo, depositadas em um ambiente marinho raso plataformar durante o Campaniano. A comparação dos dados de gamaespectrometria do afloramento M-17 com dados de litologia, bioestratigrafia, icnofácies, e interpretações sísmicas do Campo Cidade de Aracaju, onde há poços com produção, permitiu um bom ajuste junto ao bloco estrutural do intervalo Campaniano, o que auxiliou a estabelecer uma melhor delimitação dos limites do reservatório pouco produtor.

A conexão entre o campo e o afloramento sugere uma continuidade lateral do reservatório, que pode apresentar mudanças em suas propriedades a depender da espessura. Além disso, o controle tectônico permitiu o entendimento do padrão observado nos dados dos poços. Assim, os resultados desse trabalho sugerem que a descrição feita pela ANP para o campo Cidade de Aracaju encontra-se defasada. A ANP descreve lentes de arenitos recobertas por uma seção pelítica, interpretada como produto de correntes turbidez ambientada no talude, com trapeamento da acumulação do tipo estratigráfico. Entretanto não foram identificadas evidências de processos sedimentares de águas profundas ou de ambientes marinhos profundos, apenas processos sedimentares típicos de ambientes plataformais.

ANEXO I

Normas de submissão da revista Geologia USP



ATUAL ARQUIVOS NOTÍCIAS SOBRE ▾

INÍCIO / Submissões

O cadastro no sistema e posterior acesso, por meio de login e senha, são obrigatórios para a submissão de trabalhos, bem como para acompanhar o processo editorial em curso. [Acesso](#) em uma conta existente ou [Registrar](#) uma nova conta.

Condições para submissão

Como parte do processo de submissão, os autores são obrigados a verificar a conformidade da submissão em relação a todos os itens listados a seguir. As submissões que não estiverem de acordo com as normas serão devolvidas aos autores.

✓	1 - A contribuição é original e inédita, e não está sendo avaliada para publicação por outra revista; caso contrário, deve-se justificar em "Comentários ao editor".
✓	2 - O arquivo da submissão está em formato Microsoft Word.
✓	3 - Título do artigo nos idiomas português e inglês; título curto (máximo de 50 caracteres com espaço); resumo e abstract, que acompanham o manuscrito, com máximo de 270 palavras; limite de 6 descritores.
✓	4 - O resumo ou o abstract que será inserido no passo 3 - Inclusão de Metadados possui no máximo 249 palavras.
✓	5 - As figuras estão em alta resolução, com mínimo de 300 dpi.
✓	6 - Todas as citações estão referidas e vice-versa.

✓ 7 - Citações e referências estão dentro das normas da revista.

✓ 8 - Todas as informações constituem um só arquivo, isto é, página de rosto, texto principal, figuras, legendas e tabelas estão no mesmo arquivo (esta condição é válida somente durante o processo de submissão/avaliação; após o artigo aprovado a forma de envio é diferente; para maiores detalhes consultar Diretrizes para autores).

Diretrizes para Autores

1. PÁGINA DE ROSTO – deverá conter: três títulos, em português, em inglês e título curto no idioma principal do manuscrito com no máximo 50 caracteres, contando os espaços; nome completo e instituição de origem dos autores; endereço completo **somente do autor principal** (logradouro, CEP, cidade, estado, país, caixa postal e **telefone para contato** - *pode ser o endereço da Universidade*), e-mail de todos os autores; número de palavras; total de figuras e de tabelas.

2. RESUMO E ABSTRACT – em um único parágrafo, **devem ser concisos, com no máximo 270 palavras**. Textos mais longos devem vir acompanhados de justificativa circunstanciada.

3. PALAVRAS-CHAVE E KEYWORDS – **máximo seis**, separadas por ponto e vírgula, com a primeira letra em maiúscula. Ex.: Bacia do Araripe; Quaternário; Fácies; Depósitos magmáticos.

Os descritores em inglês devem acompanhar os termos em português.

4. TEXTO PRINCIPAL – poderá ser redigido em português ou inglês. Elaborar em Word, fonte Times New Roman, tamanho 12, espaço simples. **O tamanho máximo aceito para publicação é de 25 páginas, incluindo: texto, resumo, abstract, tabelas, figuras e referências bibliográficas.** (*Trabalhos mais longos podem ser aceitos desde que argumentos científicos que os justifiquem sejam apresentados e aceitos*).

a) Na fase de submissão, inserir numeração de páginas, bem como as figuras, tabelas, legendas e referências.

b) Quando o artigo estiver devidamente aprovado para publicação, as figuras, tabelas e legendas devem ser retiradas do texto. Enviá-las separadamente e numeradas, cada uma num arquivo. As legendas devem vir em um único arquivo, separadas das figuras e tabelas.

5. TÍTULOS

a) Título do artigo:

Título principal – **Negrito, caixa alta na primeira letra da primeira palavra e caixa baixa nas demais.**

Título em inglês – Itálico, caixa alta na primeira letra da primeira palavra e caixa baixa nas demais (sem negrito).

Título curto - Caixa alta na primeira letra da primeira palavra e caixa baixa nas demais (sem negrito /sem itálico).

b) Títulos e subtítulos no interior do artigo:

NÍVEL 1 – **NEGRITO, CAIXA ALTA.**

Nível 2 – **Negrito, caixa alta na primeira letra da primeira palavra e caixa baixa nas demais.**

Nível 3 – Itálico, caixa alta na primeira letra da primeira palavra e caixa baixa nas demais (sem negrito).

Nível 4 – Caixa alta na primeira letra da primeira palavra e caixa baixa nas demais (sem negrito).

6. TABELAS E QUADROS – considerar quadro como tabela. Elaborar em Word, no modo “tabela”, com formato aberto, fonte Arial, tamanho 8. Obedecer as medidas: 8,2 cm (uma coluna) ou 17 cm (duas colunas), comprimento máximo de 22 cm, incluindo a legenda. Tabelas muito extensas deverão ser divididas.

a) Na fase de submissão, inserir as tabelas no texto, juntamente com a legenda, com a devida numeração sequencial.

b) Quando o artigo estiver devidamente aprovado para publicação, as tabelas devem ser retiradas do texto. Enviá-las separadamente e numeradas, cada uma num arquivo. As legendas devem vir em um único arquivo, separadas das tabelas.

c) Legendas: fonte Times New Roman, tamanho 12. (sem itálico)

7. ILUSTRAÇÕES – mapas, fotos, figuras, gráficos, pranchas, fotomicrografias etc., considerar como figuras. Utilizar fonte Arial, tamanho 9. Obedecer as medidas: 8,2 cm (uma coluna) ou 17 cm (duas colunas), comprimento máximo de 22 cm, incluindo a legenda.

a) Na fase de submissão, inserir as figuras no texto, juntamente com a legenda, com a devida numeração sequencial.

b) Quando o artigo estiver devidamente aprovado para publicação, as figuras devem ser retiradas do texto. Enviá-las separadamente e numeradas, cada uma num arquivo. **Deverão estar em formato JPEG, TIFF ou EPS, com resolução mínima de 300 dpi.** As legendas devem vir em um único arquivo, separadas das figuras.

c) Legendas: fonte Times New Roman, tamanho 12. (sem itálico)

8. CITAÇÕES NO TEXTO – exemplos de citação direta / citação indireta:

a) Um autor

Santos (1980) / (Santos, 1980)

b) Dois autores

Norton e Long (1995) / (Norton e Long, 1980)

c) Mais de dois autores

Moorbath et al. (1992) / (Moorbath et al., 1992)

d) Congressos, conferências, seminários etc.

... no Congresso Brasileiro de Geologia (1984) / (Congresso Brasileiro de Geologia, 1984)

e) Vários trabalhos de diferentes autores

Smith (1985), Rose e Turner (1986) e Johnson et al. (1990) / (Smith, 1985; Rose e Turner, 1986; Johnson et al., 1990)

f) Citação de vários trabalhos de um mesmo autor

Smith (1979a, 1979b, 1981) / (Smith, 1979a, 1979b, 1981)

9. REFERÊNCIAS – listar no final do texto, em ordem alfabética de autores e, dentro dessa sequência, em ordem cronológica.

A exatidão das referências bibliográficas é de inteira responsabilidade dos autores.

EXEMPLOS DE REFERÊNCIAS:

a) Livro com um autor

Middlemost, E. A. K. (1997). *Magma, rocks and planetary development: A Survey of Magma/Igneous Rock Systems*. Harlow: Longman.

b) Livro com dois autores

Anderson, M. P., Woessner, W. W. (1992). *Applied groundwater modeling. Simulation of flow and advective transport*. San Diego: Academic Press.

c) Livro com três ou mais autores

Harland, W. B., Armstrong, R. L., Cox, A. L. V., Craig, L. E., Smith, A., Smith, D. (1989). *A geologic time scale* (2nd ed.). Cambridge: Cambridge University Press.

d) Capítulo de livro

Almeida, F. F. M., Amaral, G., Cordani, U. G., Kawashita, K. (1973). The Precambrian evolution of the South American cratonic margin south of Amazonas River. In: A. E. Nairn, F. G. Stille (Eds.), *The ocean basin and margins*, 1, 411-446. New York: Plenum.

(Exemplo de Publicação seriada)

L. Harris, N., Pearce, J., Tindle, A. (1986). Geochemical collision-zone magmatism. In: Coward M. P., Ries A. C. (ed.) *Collision tectonics*. 67-81. London: Geological Society. (Geological Society Special Publication, 19).

e) Artigo de periódico

Caffe, P. J., Soler, M. M., Coira, B. L., Cordani, U. G., Onoe, A. T. (2008). The granada ignimbrite: a compound pyroclastic unit and its relationship with upper miocene caldera volcanism in the northern Puna. *Journal of South American Earth Science*, 25(4), 464-484.

f) Trabalho apresentado em evento

Danni, J. C. M., Ribeiro, C. C. (1978). Caracterização estratigráfica da sequência vulcano-sedimentar de Pilar de Goiás e de Guarinos, Goiás. *XXX Congresso Brasileiro de Geologia*, 2, 582-596. Recife: SBG.

g) Mapa

Inda, H. A. W., Barbosa, J. F. (1978). *Mapa Geológico do Estado da Bahia*. Escala 1:1.000.000. Salvador: Secretaria de Minas e Energia do Estado da Bahia/ CBPM.

h) Teses e Dissertações

Petta, A. R. (1995). *Estudo geoquímico e relações petrogenéticas do batólito múltiplo composto São Vicente/ Caicó (RN-Brasil)*. Tese (Doutorado). Rio Claro: Instituto de Geociências e Ciências Exatas – UNESP.

i) Documentos em meio eletrônico

Livro

Sharkov, E. (2012). *Tectonics: Recent Advances*. Croatia: InTech, <<http://www.intechopen.com/books/tectonics-recent-advances>>.

Artigo de periódico

Soares, E. A., Tatum, S. H. (2010). OSL age determinations of pleistocene fluvial deposits in Central Amazonia. *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, 82(3), 691-699. Acesso em 14 de fevereiro de 2011, <<http://www.scielo.br/pdf/aabc/v82n3/17.pdf>>.

Trabalho apresentado em evento

Souza-Lima, W., Farias, R. M. (2007). A flora quaternária dos travertinos de Itabaiana, Sergipe. *PALEO 2007* (p. 7). Itabaiana: SBP. Acesso em 18 de dezembro de 2008, <http://www.phoenix.org.br/Paleo2007_Boletim.pdf>.

j) Com numeração DOI

Livro

Zavattini, J. A. (2009). *As chuvas e as massas de ar no estado de Mato Grosso do Sul: estudo geográfico com vista à regionalização climática*.

<https://doi.org/10.7476/9788579830020>.

Artigo de periódico

Evandro, L., Kleina, E. L., Rodrigues, J. B., Lopesa, E. C. S., Gilvana, L., Soledade, G. L. (2012). Diversity of Rhyacian granitoids in the basement of the Neoproterozoic-Early Cambrian Gurupi Belt, northern Brazil: Geochemistry, U-Pb zircon geochronology, and Nd isotope constraints on the Paleoproterozoic magmatic and crustal evolution. *Precambrian Research*, 220-221, 192-216.

<https://doi.org/10.1016/j.precamres.2012.08.007>.

Declaração de Direito Autoral

Autores que publicam nesta revista concordam com os seguintes termos:

1. Autores mantêm os direitos autorais e concedem à revista Geologia USP. Série Científica, o direito de primeira publicação, com o trabalho sob a licença Creative Commons BY-NC-SA (resumo da Licença: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/> | texto completo da licença: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/legalcode>) que permite o compartilhamento do trabalho de forma não comercial e conferindo os devidos créditos autorais da primeira publicação nesta revista.
2. Autores têm autorização para assumir contratos adicionais separadamente, para distribuição não-exclusiva da versão do trabalho publicada nesta revista (publicar em repositório institucional ou como capítulo de livro), conferindo os devidos créditos autorais da primeira publicação nesta revista.
3. Autores têm permissão e são estimulados a publicar e distribuir seu trabalho online (em repositórios institucionais ou na sua página pessoal) a qualquer ponto antes ou durante o processo editorial, uma vez que isso pode gerar alterações produtivas, bem como aumentar o impacto e a citação do trabalho publicado (Veja [O efeito do Acesso Aberto e downloads no impacto das citações](#)).

Política de Privacidade

Os nomes e endereços informados nesta revista serão usados exclusivamente para os serviços prestados por esta publicação, não sendo disponibilizados para outras finalidades ou a terceiros.

ANEXO II

Comprovante de submissão do artigo

Geologia USP. Série Científica Tarefas 0

Submissões

Fila Arquivos

Submissões Designadas a Mim

154726 **Gérman Meneses Hernández, Felipe Torres Figueiredo**
Panorama do uso de afloramentos de rocha como análogos de reservatórios: vant... Submissão 1

1 de 1 submissões

[GEOUSP] Agradecimento pela submissão Recibidos x

Daniel Machado <portal@revistas@usp.br> para mim

mié., 13 feb. 16:39

portugués > español Traducir mensaje Desactivar para: português x

Gérman Meneses Hernández,

Agradecemos a submissão do trabalho "Panorama do uso de afloramentos de rocha como análogos de reservatórios: vantagens para os depósitos de águas profundas" para a revista Geologia USP. Série Científica. Acompanhe o progresso da sua submissão por meio da interface de administração do sistema, disponível em:

URL da submissão: <https://www.revistas.usp.br/guspesc/authorDashboard/submission/154726>

Login: gmluciano

Em caso de dúvidas, entre em contato via e-mail.

Agradecemos mais uma vez considerar nossa revista como meio de compartilhar seu trabalho.

Daniel Machado

ANEXO III

Coordenadas dos afloramentos estudados.

Datum: SIRGAS 2000/ UTM zone 24S.

Afloramento	X	Y
M-06	700544	8792713
M-08	704368	8793861
M-11	704335	8796134
M-17	707381	8799576
M-19	703894	8794074
M-20	705067	8798891
M-21	704973	8794083
M-22	704619	8796009
AJU-01	708450	8793550
CAL-01	705650	8796500
CAL-02	705700	8796400
CAL-03	704050	8796350
CAL-04	704250	8796500
CAL-05	703900	8796400
PqF-01	703550	8794400
PqF-02	704150	8794250
PqF-03	703700	8794350
SC-01	707150	8794300
SC-02	707050	8794200
SC-03	707200	8794150
SC-04	707150	8794050
SC-05	707100	8793850
SC-06	707100	8793850
SB-01	705000	8794100
SB-02	704950	8794150
SB-03	705000	8794250
SB-04	705050	8794300
SO-19	703700	8799100
TB-03	703950	8798450
TB-04	703800	8798500
TA-01	707300	8800350
TA-02	707400	8800250